



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**SÍNTESE DE NANOADITIVO DE ARGILA
BENTONÍTICA PARA FORMULAÇÃO DE
FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA**

**Autor: Bruno Batista Suehara
Orientadora: María del Pilar Hidalgo Falla**

**Gama, DF
2013**



BRUNO BATISTA SUEHARA

**SÍNTESE DE NANOADITIVO DE ARGILA BENTONÍTICA PARA FORMULAÇÃO
DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: María del Pilar Hidalgo Falla

**Gama, DF
2013**

FICHA CATALOGRÁFICA

Suehara, Bruno Batista

Síntese de Nanoaditivo de Argila Bentonítica para Formulação de Fluidos de Perfuração à Base de Água – Gama-DF, 2013.

xv, 72p., 210 x 297 mm (ENERGIA/FGA/UnB, Engenheiro de Energia, Engenharia de Energia, UnB, 2013)

Monografia de Projeto de Graduação – Universidade de Brasília, Campus Gama. Faculdade do Gama (FGA). Engenharia de Energia.

Professora Orientadora: María del Pilar Hidalgo Falla

Referências Bibliográficas: p. 70-72.

1. Fluidos de Perfuração

3. Método de Pechini

2. Argila Bentonítica

4. Nanopartículas

I. ENERGIA/FGA/UnB

II. Título



SÍNTESE DE NANOADITIVO DE ARGILA BENTONÍTICA PARA FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

Bruno Batista Suehara

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 18 de julho de 2013 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof.^a María del Pilar Hidalgo Falla, UnB / FGA

Orientadora

Prof. Taygoara Felamingo de Oliveira, UnB / ENM

Membro Convidado

Prof. Eugênio Liborio Feitosa Fortaleza, Mecatrônica / FT / UnB

Membro Convidado

Gama, DF

2013

Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha família pelo imenso amparo dado em todos os anos do curso. Agradeço aos meus pais, Osvaldo Tadashi Suehara e Rosana da Abadia Batista, aos meus avós Nilton Batista e Rose Mary Attiè, ao meu irmão Marcelo Batista Suehara, aos meus tios Lucimara Batista e Humberto Moraes, Romildo Batista, Elisabete Batista e Clodoaldo Rodrigues da Costa Júnior, Doraci Batista e Vilson Ronchi. Agradeço aos meus amigos da Engenharia de Energia, Cláudia Sampaio Rezende, Glayson Quintiliano de Souza, João Pedro Carvalho Silveira, Jéssica Santoro Gonçalves, Luiz Eduardo Nunes Albuquerque, Natália Seyko Inocêncio Aoyama, Túlio Henrique Pedra Pereira e William Macedo Pereira pelas inúmeras ajudas recebidas e pela troca de conhecimento nos momentos de estudo. Em especial, agradeço à minha professora orientadora María del Pilar Hidalgo Falla pelo profundo auxílio neste projeto e pelos ensinamentos que fortaleceram minha formação de engenheiro.

Bruno Batista Suehara

RESUMO

As otimistas estimativas de produção de petróleo com a descoberta do pré-sal tornam o Brasil um país com posição estratégica favorável frente à demanda mundial de energia. A maior disponibilidade energética brasileira provém do petróleo, o que faz deste o recurso energético mais utilizado no país. Porém, nos últimos anos, as questões ambientais vêm ganhando destaque, o que exige maiores cuidados inclusive no processo de perfuração de poços de petróleo. Neste contexto, este projeto visa à produção de fluidos de perfuração não poluentes, à base d'água, que possam auxiliar de forma mais eficiente à perfuração de poços. Para tanto, realizar-se-á a síntese de nanopartículas de argila bentonítica via de método de Pechini. Estas nanopartículas serão empregadas como aditivos para a formulação de fluidos de perfuração, e será efetuada a análise do desempenho da nova lama por meio do estudo do efeito das nanopartículas nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.

Palavras-chave: fluidos de perfuração, argila bentonítica, método de Pechini, nanopartículas.

ABSTRACT

The optimist estimates of oil production with the discovery of pre-salt become Brazil a country with favorable strategic position regarding the world energy demand. The greater Brazilian availability energetic comes from oil, making this the most used energy resource in the country. However, in recent years, environmental issues have been getting importance, requiring even greater care in the oil well drilling process. In this context, this project aims to produce clean water based drilling fluids that can help more efficiently oil well drilling. For this purpose, it will perform the synthesis of bentonite clay nanoparticles by way of Pechini method. These nanoparticles will be used as additives for the formulation of drilling fluids, and will be accomplished an analysis of the performance of the new mud through study of the effect of the nanoparticles in the rheological properties of drilling fluids.

Key-words: drilling fluids, bentonite clay, Pechini method, nanoparticles.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO – ENERGIA E PETRÓLEO	1
1.2	OBJETIVOS.....	3
1.2.1	Objetivos Específicos	3
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	5
2.1.1	Definição de Fluido de Perfuração.....	5
2.1.2	Percurso Realizado pelo Fluido de Perfuração.....	6
2.1.3	Função dos Fluidos de Perfuração.....	7
2.1.4	Classificação dos Fluidos de Perfuração	7
2.2	ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA.....	10
2.3	ARGILAS BENTONÍICAS.....	13
2.3.1	Estrutura das Argilas Bentoníticas	14
2.3.2	Hidratação das Argilas Bentoníticas	15
2.4	ATIVAÇÃO DA ARGILA BENTONÍTICA.....	17
2.4.1	Importância da Ativação	17
2.5	NANOPARTÍCULAS COMO ADITIVOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	18
2.6	MÉTODO DE PECHINI.....	19
2.6.1	Seleção do Método de Pechini para a Realização do Projeto	20
2.6.2	Óxidos Produzidos pelo Método de Pechini.....	20
2.7	CARACTERIZAÇÃO DOS NANO ADITIVOS	21
2.8	FORMULAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	21
2.9	REOLOGIA.....	22
2.9.1	Modelo Matemático para Fluidos de Perfuração	23
2.9.2	Propriedades Reológicas dos Fluidos de Perfuração	25
2.9.3	Valores das Propriedades Reológicas	26

3	METODOLOGIA	28
3.1	MATERIAIS	28
3.1.1	Materiais e Reagentes para Ativação da Argila Bentonítica	28
3.1.2	Materiais e Reagentes para a Síntese do Nano Aditivo	28
3.1.3	Materiais para a Caracterização dos Nano Óxidos e da Bentonita	29
3.1.4	Materiais e Aditivos para a Formulação dos Fluidos de Perfuração	29
3.1.5	Materiais para o Ensaio Reológico dos Fluidos de Perfuração	29
3.2	PROCESSO DE ATIVAÇÃO DA ARGILA BENTONÍTICA	29
3.3	COMPOSIÇÃO QUÍMICA DO NANOADITIVO DA ARGILA BENTONÍTICA	32
3.4	SÍNTESE DO NANOADITIVO DA ARGILA BENTONÍTICA POR MEIO DO MÉTODO DE PECHINI	33
3.4.1	Formação do Nano Óxido de Silício	36
3.4.2	Formação do Nano Óxido de Alumínio	37
3.4.3	Formação do Nano Óxido de Ferro	38
3.4.4	Formação do Nano Óxido de Sódio	39
3.4.5	Rendimento dos Nano Óxidos	40
3.4.6	Formação da Nanopartícula de Argila Bentonítica	40
3.5	CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS DE NANO ADITIVOS	43
3.5.1	Espectrometria por Fluorescência de Raios X (FRX)	43
3.5.2	Espectroscopia por Dispersão em Energia (EDS)	43
3.5.3	Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV)	44
3.6	FORMULAÇÃO DAS LAMAS	44
3.7	DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS	48
3.7.1	Parâmetros Reológicos para Fluidos de Perfuração à Base d'Água	50
3.8	DETERMINAÇÃO DAS CURVAS DE FLUXO	52
3.9	DETERMINAÇÃO DO ÍNDICE DE CONSISTÊNCIA E DO ÍNDICE DE COMPORTAMENTO DE FLUXO	53
4	RESULTADOS E ANÁLISES	54
4.1	FLUORESCÊNCIA DE RAIOS-X	54
4.2	ESPECTROSCOPIA POR DISPERSÃO EM ENERGIA	55

4.3	MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA	58
4.4	ENSAIO REOLÓGICO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	63
4.4.1	Curvas de Fluxo	65
5	CONCLUSÕES.....	67
5.1	CONCLUSÕES FINAIS	67
5.2	PROPOSTAS PARA FUTUROS PROJETOS	68
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	70
	ANEXOS.....	73
	ANEXO I – Leituras dos Ensaios reológicos.....	74
	ANEXO II – Leituras das Provetas para a Determinação do Volume de Filtrado.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo Nacional de Energia.....	2
Figura 2 - Fluido de Perfuração à Base de Óleo.	5
Figura 3 - Carreamento dos Detritos pelo Fluido de Perfuração.	6
Figura 4 - Processo da Lama durante a Perfuração de um Poço de Petróleo.	6
Figura 5 - Classificação dos Fluidos de Perfuração.	10
Figura 6 - Folha Tetraédrica de Silicato.	14
Figura 7 - Folha Octaédrica de Alumina.	15
Figura 8 - Estrutura da Montmorilonita.	15
Figura 9 - Separação das Estruturas de Montmorilonita quando Hidratadas.	16
Figura 10 - Ativação do Argilomineral Montmorilonítico com Cálcio e Sódio.	17
Figura 11 - Esquematização do Preparo do Nanoaditivo Bentonítico.	20
Figura 12 - Curvas de Fluxo para Fluidos de Potência.	24
Figura 13 - Curvas de Fluxo para o modelo de Herschell-Bukley.	24
Figura 14 - Fluxograma do Processo de Ativação da Argila Bentonítica.....	30
Figura 15 – Amostra de bentonita fornecida pela empresa Bentonisa.....	31
Figura 16 – Sobrenadantes Presentes na Solução após Agitação Magnética.....	31
Figura 17 – Fase Líquida Límpida.	32
Figura 18 – Bentonita Ativada.	32
Figura 19 - Esquematização da Síntese de Citrato.	34
Figura 20 - Esquematização da Reação de Esterificação.	34
Figura 21 - Fluxograma da Síntese dos Nano Óxidos pelo Método de Pechini.	35
Figura 22 – Resina Polimérica de Silício.	36
Figura 23 – Nano Óxido de Silício.....	36
Figura 24 – Resina Polimérica de Alumínio.	37
Figura 25 – Nano Óxido de Alumínio.....	37
Figura 26 – Resina Polimérica de Ferro.	38

Figura 27 – Nano Óxido de Ferro.	38
Figura 28 – Resina Polimérica de Sódio.....	39
Figura 29 – Nano Óxido de Sódio.....	39
Figura 30 – Nanobentonita formada a partir da mistura dos nano óxidos.	41
Figura 31 – Bentonita formada a partir da mistura dos nano óxidos.	42
Figura 32 – Bentonita formada a partir da mistura das resinas.	42
Figura 33 – Misturador Mecânico Hamilton Beach.....	44
Figura 34 – Aditivos fornecidos pela empresa System Mud.....	45
Figura 35 – Fluido de Perfuração do Tipo A.	46
Figura 36 – Fluido de Perfuração do Tipo B.	47
Figura 37 – Fluido de Perfuração do Tipo C.	47
Figura 38 – Fluido de Perfuração do Tipo D.	48
Figura 39 – Viscosímetro Fann modelo 35 A.	48
Figura 40 – Esquema geral do viscosímetro Fann 35 A.	49
Figura 41 – Filtro Prensa Fann nº 300.	49
Figura 42 – Ensaio do volume de filtrado dos fluidos de perfuração.	52
Figura 43 – Curva de Fluxo para Fluidos de Perfuração.	53
Figura 44 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de silício.....	55
Figura 45 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de alumínio.	56
Figura 46 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de ferro.	56
Figura 47 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de sódio.....	57
Figura 48 – Espectrograma por absorção em energia da amostra Nano-1.	57
Figura 49 – Espectrograma por absorção em energia da amostra Nano-2.	58
Figura 50 – Micrografias das amostras de (a) óxido de silício, (b) óxido de alumínio, (c) óxido de ferro, (d) óxido de sódio, (e) Nano-1 e (f) Nano-2.	59
Figura 51 – Dimensões da partícula de óxido de silício.....	60
Figura 52 – Dimensões da partícula de óxido de alumínio.	61
Figura 53 – Dimensões da partícula de óxido de ferro.....	61
Figura 54 – Dimensões da partícula de óxido de sódio.	62
Figura 55 – Amostras (a) Nano-1 e (b) Nano-2.....	62

Figura 56 – Curvas de fluxo para os quatro tipos de fluidos produzidos.....	65
Figura 57 - Volume de filtrado para as lammas dos tipos A, B, C e D, respectivamente da esquerda para a direita.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Oferta Interna Nacional de Energia.	1
Tabela 2 - Requisitos para Fluidos de Perfuração.	26
Tabela 3 - Requisitos para Fluidos de Perfuração Padrão.	27
Tabela 4 – Composição Química das Argilas de Fort Benton.	33
Tabela 5 - Composição Química do Nanoaditivo.	33
Tabela 6 – Rendimento da Síntese dos Nano Óxidos.	40
Tabela 7 – Quantidade de resina necessária para a produção da nanobentonita a partir do segundo método.	41
Tabela 8 – Aditivos empregados na Formulação das Lamas.	46
Tabela 9 – Constituintes da amostra Nano-1.	54
Tabela 10 - Constituintes da amostra Nano-2.	54
Tabela 11 – Resultados dos ensaios reológicos.	63
Tabela 12 – Parâmetros dos Fluidos de Perfuração.	66
Tabela 13 – Leituras do ensaio reológico para a determinação da viscosidade plástica, viscosidade aparente e limite de escoamento dos fluidos de perfuração.	74
Tabela 14 – Leituras do ensaio reológico para a determinação da força gel dos fluidos de perfuração.	74

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

b	Coeficiente Linear da Reta de Mínimos Quadrados
cP	Centipoise
FG	Força Gel
FG_I	Força Gel Inicial
FG_F	Força Gel Final
K	Índice de Consistência
LE	Limite de Escoamento
L	Leitura indicada no Viscosímetro
L_{600}	Leitura do Viscosímetro a 600 rpm
L_{300}	Leitura do Viscosímetro a 300 rpm
mL	Mililitro
n	Índice de Comportamento de Fluxo
nm	Nanômetro
Pa	Pascal
pH	Concentração Hidrogeniônica
psi	Pound Force per Square Inch
rpm	Rotações por Minuto
V_{rpm}	Velocidade de agitação do Fluido
VA	Viscosidade Aparente
VF	Volume de Filtrado
VP	Viscosidade Plástica
Å	Angstrom
°C	Graus Centígrados

Símbolos Gregos

τ	Tensão de Cisalhamento	[Pa]
τ_0	Limite de Escoamento	[Pa]
γ	Taxa de Cisalhamento	[s ⁻¹]
μ	Viscosidade Dinâmica	[Pa.s]

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers Shale Shaker Committee
BEN	Balanco Energético Nacional
CTC	Capacidade de Troca de Cátions
DNPD	Departamento Nacional de Produção Mineral
EDS	Espectroscopia por Dispersão em Energia
FRX	Fluorescência de Raios X
IEA	Internacional Energy Agency
MEV	Microscopia Eletrônica de Varredura
PPDM	Professional Petroleum Data Management

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO – ENERGIA E PETRÓLEO

Considerado a principal fonte de energia do mundo moderno, o petróleo está sempre presente no dia a dia da população, tendo os combustíveis como os seus produtos mais importantes. Asfalto, fertilizantes, polímeros e tintas são outros derivados do petróleo bastante utilizados mundialmente. A queima de derivados de petróleo para a geração de energia elétrica também merece destaque. Apesar da competitividade com as fontes alternativas de energia, a geração de energia elétrica por meio das termoelétricas é estrategicamente importante, sobretudo para o suprimento de cargas de pico e para o fornecimento de energia em sistemas isolados, afirma a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2010).

Apesar do apelo mundial para a utilização de fontes energéticas alternativas, empresas de energia, especialmente após a descoberta do pré-sal, não trabalham com a hipótese de substituição das fontes não renováveis de energia, mas sim com a complementação da matriz energética brasileira por fontes renováveis, buscando aperfeiçoar o processo de eficiência energética.

O petróleo, junto aos seus derivados, é a fonte de energia de maior disponibilidade no mundo, além de ser a mais utilizada. Segundo a Internacional Energy Agency – IEA (2012), 33,1% do fornecimento mundial de energia é proveniente do petróleo e seus derivados. Em relação ao Brasil, a situação não é diferente, já que o petróleo e seus derivados correspondem a 38% do suprimento interno de toda a energia utilizada no país, sem considerar o gás natural. A Tabela 1 apresenta os valores por fonte da oferta de energia nacional.

**Tabela 1 - Oferta Interna Nacional de Energia.
IEA (2009).**

Fonte	%
Petróleo e Derivados	38
Gás Natural	10,2
Carvão Mineral e Derivados	5,1
Urânio e Derivados	1,3
Energia Hidráulica e Eletricidade	14,2
Lenha e Carvão Vegetal	9,6
Produtos da Cana de Açúcar	17,7
Outras Fontes Renováveis	3,9

Fazendo jus a grande disponibilidade internacional de petróleo existente, a fonte de energia de maior consumo no mundo provém do petróleo. No Brasil, o recurso energético mais utilizado é representado pelo petróleo e seus derivados, com 42,4% do consumo final de energia, de acordo com o Balanço Energético Nacional – BEN (2012). A Figura 1 mostra a matriz energética brasileira em termos de consumo de energia.

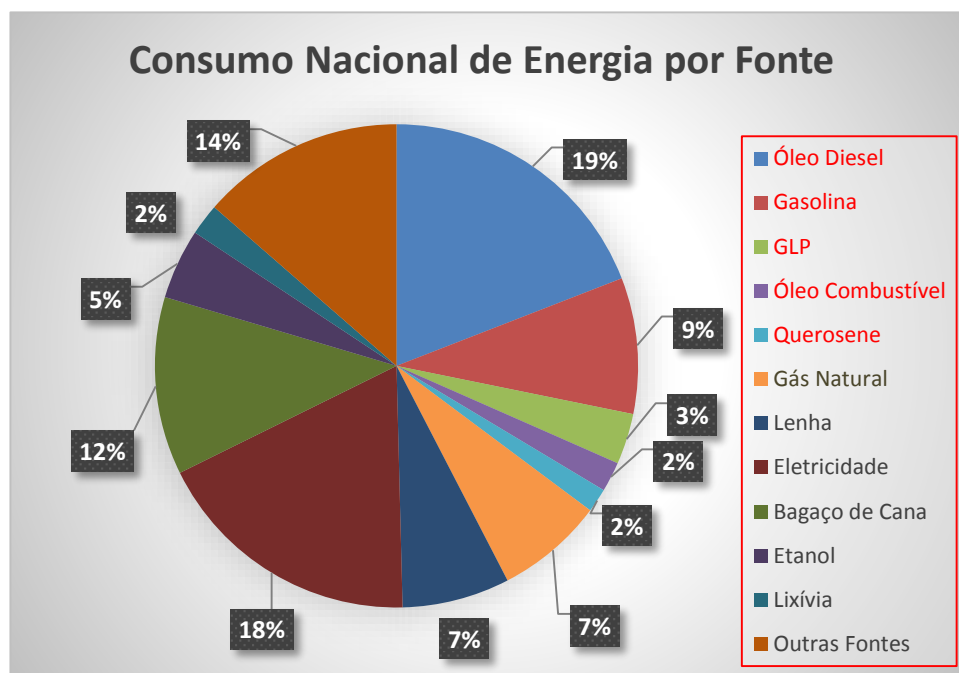


Figura 1 - Consumo Nacional de Energia.
BEN (2012).

Hoje em dia, o crescimento da indústria nacional e internacional de automóveis gera uma demanda sustentada pelos produtos petrolíferos, conferindo significativa relevância econômica desta fonte energética para o mundo. O consumo do petróleo e seus derivados destina-se, principalmente, ao setor de transporte. Devido ao crescimento deste setor, a tendência é o fortalecimento da indústria petrolífera nos próximos anos. No Brasil, a descoberta do pré-sal torna ainda mais evidente a importância do recurso energético do petróleo para o país.

Desde a descoberta do pré-sal, de acordo com dados divulgados pela Petrobras (2012), o Brasil já superou a marca de 100 milhões de barris de petróleo produzidos. Atualmente o país produz mais de 200 mil barris de petróleo por dia nas bacias de Santos e de Campos. A Petrobras estima que em 2017 sejam produzidos um milhão de barris de petróleo por dia. Desta forma, nas próximas décadas, o país ocupará uma posição estratégica frente à demanda mundial de energia. Em virtude desta situação, o desenvolvimento de um fluido de perfuração que torne o processo de produção do petróleo mais prático, rápido e eficiente se mostrará bastante relevante em meio ao cenário atual.

É neste cenário que este projeto se enquadra. A imprescindibilidade de se elaborar fluidos de perfuração não poluentes devido às restrições ambientais cada vez mais severas e a necessidade de

explorar os profundos poços do pré-sal tornam o desenvolvimento deste projeto de suma importância, visto que os fluidos à base d'água, além de garantir uma perfuração eficiente quando preparados de forma adequada, são os que melhor atendem às exigências ambientais.

O estudo do comportamento e da formulação de fluidos de perfuração utilizando-se nanoaditivo também se mostrará bastante útil, já que o fluido poderá apresentar melhores propriedades reológicas e, conseqüentemente, maiores eficiências nas atividades nas quais ele deve realizar durante o processo de perfuração.

1.2 OBJETIVOS

Este projeto tem como objetivo a síntese de nanopartículas de argila bentonítica, as quais serão empregadas como aditivos para a formulação de fluidos de perfuração à base d'água juntamente com os principais aditivos químicos utilizados na indústria petrolífera. Os fluidos produzidos serão analisados para averiguação de suas eficiências por meio do estudo do comportamento das propriedades reológicas dos mesmos, conforme estabelecido pelas normas da Petrobras.

Serão desenvolvidos quatro tipos de fluidos de perfuração, sendo que o primeiro fluido será aditivado com nanopartículas de argila bentonítica sintetizadas a partir da mistura dos nano óxidos produzidos, o segundo fluido será aditivado com nanopartículas de bentonita criadas a partir da mistura das resinas poliméricas (Fluido tipo B), o terceiro fluido será formulado com argila bentonítica ativada (Fluido Tipo C) e o quarto fluido conterá apenas aditivos industriais (Fluido Tipo D).

1.2.1 Objetivos Específicos

- Ativação da argila bentonítica para o aprimoramento das propriedades reológicas do fluido de perfuração Tipo C;
- Caracterização das partículas de argila bentonítica sintetizadas;
- Realização do estudo reológico das diferentes variedades de fluidos de perfuração produzidos, bem como a comparação do comportamento dos mesmos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O projeto foi organizado em capítulos para melhor compreensão dos conteúdos abordados e maior facilidade de visualização dos mesmos. O texto começa com o Capítulo 1, o qual apresenta a motivação para a realização deste trabalho, relacionando o tema energia ao setor petrolífero tanto no Brasil quanto no mundo, além de introduzir os objetivos do projeto.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica dos conteúdos do projeto. Neste capítulo, são exibidos o conceito e as funções dos fluidos de perfuração, os aditivos utilizados para a preparação dos mesmos bem como o tipo de fluido adequado para cada categoria de poço, a estrutura da argila bentonítica, o processo de ativação do argilomineral, a relevância do uso de nanopartículas como aditivos em fluidos de perfuração e o método aplicado para a preparação das nanopartículas (método de Pechini), além da caracterização das mesmas. Por último, é realizada a revisão das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, já que tais propriedades são parâmetros fundamentais para a determinação da eficiência das lamas.

A metodologia aplicada na realização do projeto está apresentada no Capítulo 3, que reúne os seguintes tópicos: a técnica de ativação da argila bentonítica, a síntese das nanopartículas que representam o mineral argiloso (método de Pechini), o processo de formulação dos fluidos de perfuração, as práticas adotadas para a caracterização das nanopartículas e os procedimentos de medição das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos da caracterização e medição das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, além das análises a cerca destes resultados.

As conclusões, incluindo os comentários e os aspectos mais relevantes ocorridos durante a execução do projeto estão descritas no Capítulo 5.

Por último, todas as referências utilizadas para o desenvolvimento do projeto e os anexos relevantes para a compreensão do mesmo estão listados no final do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

2.1.1 Definição de Fluido de Perfuração

Fluidos de perfuração são misturas formadas a partir de uma solução à base de água ou óleo juntamente com elementos químicos sólidos, líquidos e até mesmo gasosos, de acordo com Assis (2011). Tais fluidos, também conhecidos como lamas, são utilizados na indústria de petróleo para perfuração de poços, sejam eles terrestres ou marítimos.

Segundo Thomas (2001), fluido de perfuração é uma mistura complexa usada durante a perfuração de poços de petróleo, a qual é bombeada a partir da superfície para baixo da coluna de perfuração, satisfazendo as principais necessidades do poço. Devido ao estado físico dos seus componentes, podem se apresentar nos aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, garantindo que a perfuração do poço ocorra de maneira rápida e segura.

Fluidos de perfuração, de acordo com Amorim (2003), são composições geralmente líquidas destinadas a desempenhar as mais variadas funções no âmbito de auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo. O tipo de fluido de perfuração a ser utilizado depende da estrutura de cada poço.

De fato, o termo fluido de perfuração refere-se a um líquido, gás ou substância contínua utilizada no processo de perfuração de poços de petróleo com o intuito de realizar qualquer uma ou todas as atividades necessárias para que a perfuração do poço seja bem sucedida com um baixo custo. Desta forma, caso o fluido de perfuração seja selecionado adequadamente, notáveis benefícios são alcançados ao processo de perfuração, tais como a redução da corrosão nos equipamentos de perfuração, a diminuição das perdas de pressão por atrito, a minimização dos impactos ambientais e até mesmo o incremento da segurança durante a perfuração. Um exemplo de fluido de perfuração é mostrado pela Figura 2.



Figura 2 - Fluido de Perfuração à Base de Óleo.
Baker Hughes (<http://www.bakerhughes.com/>).

2.1.2 Percurso Realizado pelo Fluido de Perfuração

O caminho realizado pela lama durante a perfuração de um poço de petróleo está representado pelos passos a seguir. Primeiramente, o fluido de perfuração é preparado e armazenado em tanques. Dos tanques de lama, o fluido de perfuração é bombeado e injetado por meio de um duto para o interior da coluna de perfuração, que é constituída por um conjunto de componentes responsáveis por transmitir a energia necessária para a broca cortar as formações rochosas. Durante a perfuração do poço de petróleo, os dentes da broca moem a rocha em fragmentos pequenos. O fluido, já no interior da coluna de perfuração, sai da broca em forma de jatos, percorrendo o espaço anular compreendido entre a coluna de perfuração e a parede do poço. Ao deixar a broca, a lama suspende os fragmentos formados pela perfuração, circulando-os de volta à superfície. O procedimento de retirada dos resíduos sólidos gerados durante a perfuração pode ser visualizado na Figura 3.

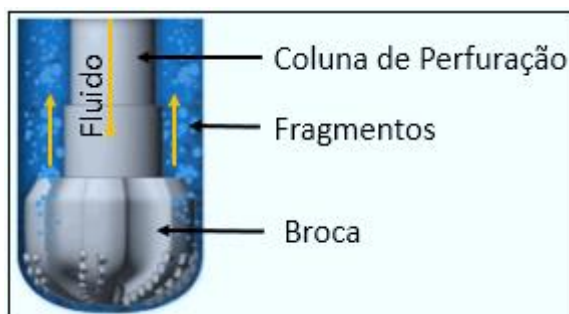


Figura 3 - Carreamento dos Detritos pelo Fluido de Perfuração.

Petroleum Support (<https://www.petroleumsupport.com/>).

A lama juntamente com os resíduos da perfuração se encaminha para peneiras, de onde os fragmentos são removidos. Das peneiras, o fluido reciclado volta aos tanques de lama, reiniciando sua circulação. Este processo está representado pela Figura 4.

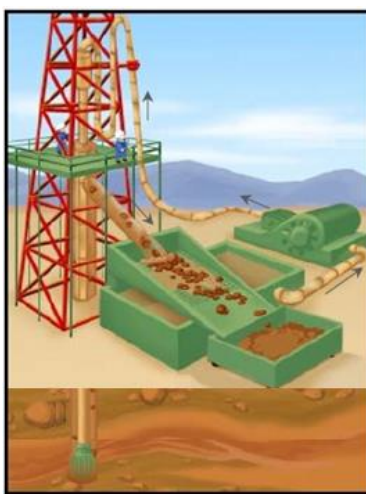


Figura 4 - Processo da Lama durante a Perfuração de um Poço de Petróleo.

Schlumberguer (<https://www.slb.com/>).

2.1.3 Função dos Fluidos de Perfuração

As funções que os fluidos de perfuração precisam executar variam de acordo com o tipo de fluido. Comumente, os fluidos de perfuração realizam o papel de suspender e remover sólidos indesejados ao longo da coluna de perfuração, conter a pressão na superfície de formação do fluido, além da executar a limpeza, lubrificação e refrigeração da broca.

Os fluidos de perfuração podem realizar diversas tarefas durante o processo de extração de petróleo. Segundo o *Drilling Fluids Engineering Manual* (1998), as principais funções dos fluidos de perfuração são:

- i. Resfriamento e lubrificação da broca;
- ii. Manutenção da estabilidade do poço;
- iii. Remoção dos resíduos formados durante a perfuração e o transporte destes para a superfície;
- iv. Garantia de uma adequada avaliação da formação geológica;
- v. Controle das pressões de formação;
- vi. Controle da corrosão;
- vii. Minimização dos danos no reservatório;
- viii. Minimização dos impactos ambientais.

O desenvolvimento de fluidos de perfuração deve buscar a otimização entre a eficiência do fluido e o seu custo, atendendo os aspectos técnicos exigidos durante a perfuração do poço, além de estar em consonância com as questões ambientais. Em sintonia com as funções descritas pelos autores anteriormente, os fluidos de perfuração, segundo Gray e Darley (1998), devem respeitar os critérios de não interferir a produtividade normal do poço, não exigir métodos incomuns ou muito onerosos de perfuração, não provocar corrosões ou desgastes excessivos aos equipamentos de perfuração, não causar danos às pessoas envolvidas durante o processo de perfuração e também não prejudicar o meio ambiente.

2.1.4 Classificação dos Fluidos de Perfuração

Para Thomas (2011), o fluido de perfuração é classificado conforme a sua composição, utilizando como critério o principal constituinte da fase contínua do fluido, ou seja, o componente de maior relevância que forma a fase dispersante do fluido de perfuração. Seguindo este critério, os fluidos de perfuração são classificados em fluido à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar.

A classificação dos fluidos de perfuração é realizada de acordo com o fluido base da mistura juntamente com os seus principais componentes, segundo o *Drilling Fluids Engineering Manual* (1998).

Gray e Darley (1998) classificam como fluido de perfuração à base de água aquele que contém água como principal constituinte, como fluido de perfuração à base de óleo aquele cuja fase líquida contínua é formada por óleo e, por último, como fluido de perfuração à base de ar aquele no qual um fluxo de ar é injetado a alta velocidade no poço de petróleo.

Além da água, do óleo e do ar, também existe um fluido de perfuração à base sintética. O fluido de perfuração sintético é preparado a partir de substâncias químicas sintéticas com o intuito de aperfeiçoar suas propriedades reológicas.

2.1.4.1 Fluidos à Base de Água

Nos fluidos de perfuração à base de água, o principal constituinte é a água. A água tem como função ser o meio dispersante dos aditivos químicos presentes no fluido. Dependendo de sua natureza, a água pode ser doce, dura ou salgada. De acordo com Thomas (2001), a composição e a interação de cada componente na água são responsáveis pelas propriedades químicas e físicas do fluido. Desta forma, são considerados a natureza da água e os aditivos a serem empregados para a correta formulação do fluido de perfuração.

A salinidade apresentada na água doce é menor do que 1000 ppm de cloreto de sódio equivalente. A vantagem de se utilizar água doce no fluido de perfuração é que ela não interfere no desempenho dos aditivos a serem empregados no fluido, não havendo necessidade de pré-tratamento desta. Já a água dura contém sais de cálcio e magnésio dissolvidos, o que implica na alteração do desempenho dos aditivos empregados na formulação do fluido de perfuração. Por fim, quando a salinidade da água for superior a 1000 ppm de cloreto de sódio equivalente, diz-se que ela é salgada.

Os fluidos de perfuração à base de água ainda podem ser classificados de acordo com a função dos aditivos presentes. Desta forma, existem os fluidos inibidos e os fluidos não inibidos. Segundo Thomas (2001), os fluidos inibidos são recomendados para perfuração de rochas ativas, ou seja, rochas que provocam interação química com a água doce. Neste caso, devem-se empregar aditivos que retardem o efeito de interação entre a água do fluido e a rocha. Tais aditivos são chamados de inibidores, e são representados por eletrólitos ou polímeros. Quando a interação entre a rocha e água doce é mínima, diz-se que ambos são inertes, dispensando a presença de inibidores na preparação dos fluidos de perfuração. Neste caso, os fluidos são chamados de não inibidos, e geralmente são aplicados na perfuração de rochas superficiais e inconsolidadas.

Lamas à base de água são as mais utilizadas nas operações de perfuração de todo o mundo. Os principais quesitos que estimularam o desenvolvimento dos fluidos de perfuração à base de água foram proporcionar adequadamente as condições de estabilidade e pressão do poço de petróleo, como também a auxiliar o processo de remoção dos fragmentos oriundos da perfuração.

2.1.4.2 Fluidos à Base de Óleo

Os fluidos à base de óleo possuem a fase contínua constituída por hidrocarbonetos líquidos. A fase descontínua é formada por gotículas de água. Segundo Thomas (2011), se o teor de água no fluido for menor do que 10% trata-se de uma emulsão de água e óleo. Quando o teor de água está compreendido entre 10 e 45%, o fluido é denominado de emulsão inversa.

Tais fluidos podem ser utilizados em operações a altas temperaturas e pressões, além de possuir elevado grau de lubricidade e mínima taxa de corrosão. São indicados para formações salinas, formações geológicas hidratáveis, formações de folhelhos argilosos e para poços de grande profundidade.

Devido ao elevado grau de poluição e ao fato de haver dificuldades quanto ao seu descarte no meio ambiente, os fluidos à base de óleo vêm sendo empregados com menor frequência se comparados aos fluidos à base de água. Outro problema é o elevado custo para a implantação deste tipo de lama.

2.1.4.3 Fluidos à Base de Ar

Quando o fluido circulante utilizado durante a perfuração consiste totalmente ou em sua maior parte por ar ou gás, diz-se que a perfuração é à base de ar. De acordo com Thomas (2001), recomendam-se diferentes formulações para fluidos à base de ar para cada situação em que se encontra um poço de petróleo.

Em zonas com drásticas perdas de circulação, formações produtoras com baixíssimas pressões, formações muito duras e regiões com escassez de água ou cobertas por grossas camadas de gelo, recomendam-se o uso de um fluido à base de ar com baixa densidade. Para formações duras ou fissuradas que não produzem grande quantidade de água e não contenham hidrocarbonetos, utiliza-se a perfuração a ar puro, com ar comprimido ou hidrogênio, aumentando a taxa de penetração da broca. Se a formação produz água em grandes quantidades que comprometam a perfuração a ar puro, deve ser empregada a perfuração com névoa, que consiste em uma mistura de água dispersa no ar. É utilizada espuma como líquido circulante quando se precisa conduzir de forma bastante eficiente os fragmentos formados durante a perfuração. O gás é disperso em líquido, formando a espuma, que apresenta elevada viscosidade, facilitando o processo de carreamento dos detritos.

2.1.4.4 Fluidos Sintéticos

Os fluidos sintéticos são considerados produtos da nova geração na indústria petrolífera, e apresentam a fase contínua formada por um líquido sintético. Segundo Burke e Veil (1995), tais lamas podem desempenhar as diversas funções tanto dos fluidos à base de óleo como também dos fluidos à base de água. A grande vantagem do fluido sintético é que este pode ser desenvolvido de maneira a

atender situações nas quais os fluidos à base de água apresentam limitações. O elevado custo é a principal desvantagem deste tipo de fluido. Com o intuito de superar as limitações dos fluidos de perfuração à base de água e em resposta às restrições ambientais impostas aos fluidos à base de óleo, o fluido sintético foi desenvolvido. O fluido sintético apresenta menores níveis de toxicidade e auxiliam a formação de fragmentos de menores volumes durante a perfuração. Por meio da Figura 5 pode ser observado o esquema da classificação dos fluidos de perfuração.

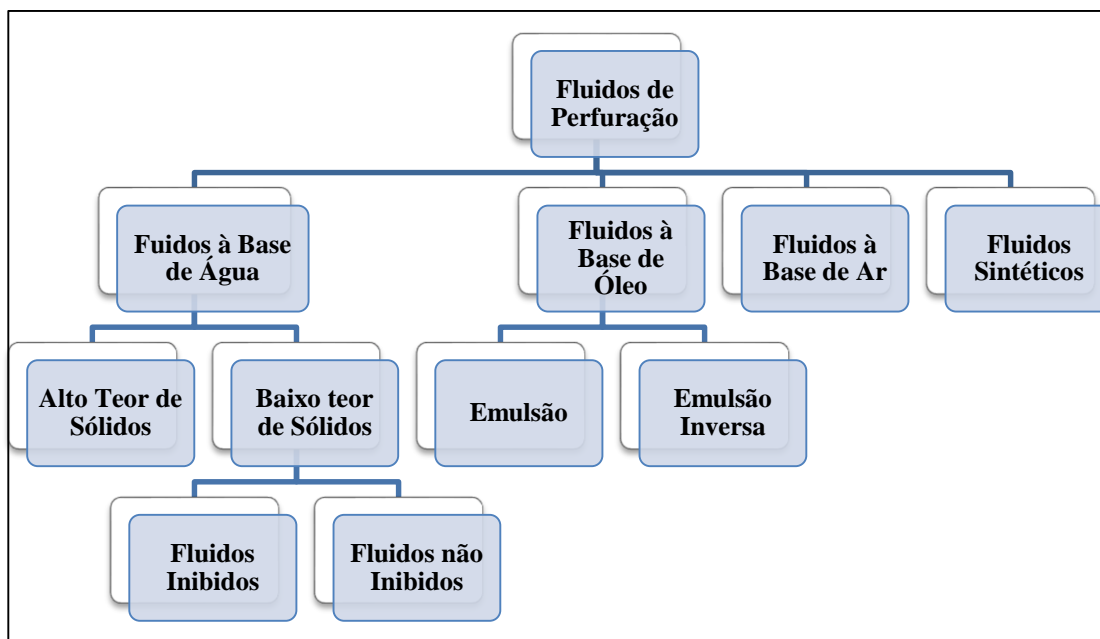


Figura 5 - Classificação dos Fluidos de Perfuração.

Thomas (2001).

2.2 ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

Durante a preparação dos fluidos de perfuração, são usados aditivos com o intuito de conferir as propriedades necessárias para uma perfuração eficiente para cada tipo de poço.

Segundo Amorim (2003), existe uma perfuração específica para cada tipo de poço, deste modo, as condições geológicas de cada poço determinarão a composição do fluido. Por exemplo, fluidos à base de água contendo somente argila em baixa concentração como aditivo, são apropriados para perfurações simples e não muito profundas. Porém, para perfurações complexas e profundas torna-se necessário a utilização de fluidos mais completos, com aplicação de vários aditivos que desempenhem as funções para auxiliar o processo de perfuração.

Os aditivos desempenham as mais diversas funções nos fluidos de perfuração. Dentre elas, pode-se destacar que as principais são o controle da viscosidade, do limite de escoamento, das forças geológicas e do filtrado. Se adicionados nas porções adequadas, os aditivos darão ao fluido elevada aptidão para remoção

dos resíduos gerados pela perfuração e boa capacidade de estabilização das paredes do poço (Thomas, 2001).

Como o escopo deste projeto se refere a fluidos de perfuração à base de água, os aditivos descritos e estudados ao longo do projeto serão referentes à base aquosa.

Os aditivos utilizados para a preparação dos fluidos de perfuração podem ser sólidos ou líquidos. Dentre os aditivos sólidos, existem os ativos e os inertes. Thomas (2001), diz que os aditivos sólidos ativos têm a função de tornar o fluido viscoso. As argilas, com destaque para as bentonitas, são os principais materiais utilizados. Já os sólidos inertes são oriundos do incremento de materiais industrializados, como a baritina e a calcita, ou provenientes de delgados resíduos das rochas perfuradas, como a areia e o calcário fino.

Segundo Gray e Darley (1998), desde 1921 utilizam-se aditivos para melhorar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração. Os principais aditivos utilizados na preparação de fluidos de perfuração à base de água são os viscosificantes, os lubrificantes, os redutores de filtrado, os controladores de pH, os bactericidas, os fixadores de reboco, os inibidores de argila expansiva, os afinantes de bentonita, os defloculantes, os dispersantes, os densificantes e os selantes.

Todos estes aditivos estão descritos a seguir juntamente com suas respectivas funções e alguns exemplos dos mesmos.

- **Viscosificantes**

Os viscosificantes são os aditivos usados com o objetivo de elevar viscosidade ao fluido, garantindo o carregamento dos detritos gerados pela perfuração, além de conferir uma melhor limpeza do poço. Argilas e polímeros naturais ou sintéticos são os viscosificantes mais utilizados.

- **Lubrificantes**

Os lubrificantes, compostos formados por ésteres ou por polipropilenoglicol, são os aditivos responsáveis pela redução do atrito da lama ao fluir entre as paredes do poço e coluna de perfuração.

- **Redutores de Filtrado**

Ao se perfurar um poço de petróleo, ocorrem perdas de fluido, sobretudo em formações fraturadas. Para evitar tais perdas, utilizam-se redutores de filtrado, os quais promovem a melhoria do reboco nas paredes dos poços. O amido é o componente mais utilizado como redutor de filtrado.

- **Controladores de pH**

Estes aditivos realizam o controle do teor de dureza nos fluidos de perfuração como principal atividade. Outras funções dos controladores de pH são a redução dos índices de corrosão e a estabilização das emulsões. São representados pelos hidróxidos de sódio ou de potássio, ácido acético e carbonato de sódio.

- **Bactericidas**

Os agentes responsáveis pelo controle da deterioração dos fluidos de perfuração causado pela presença de micro-organismos são chamados de bactericidas. Os principais bactericidas são os compostos organoclorados, a soda cáustica e a cal.

- **Fixadores de Reboco**

Fixadores agem sobre as paredes do poço recobrindo-o com uma camada flexível e plastificada. É recomendado o uso destes aditivos para a perfuração de rochas inconsolidadas e quebradiças. São vários os aditivos que vem sendo usados para este fim, incluindo amidos, polímeros à base de celulose, lignosulfonatos, lignitos, taninos, polifosfatos e dispersantes poliméricos.

- **Inibidores de Argila Expansiva**

Os inibidores são sais inorgânicos sem a presença de cloretos, cuja função é coibir a expansão das argilas oriundas das formações perfuradas quando hidratadas. Tais aditivos aumentam a velocidade de penetração em formações com argilas plásticas.

- **Afinantes de Bentonita**

Os afinantes, representados por polímeros de baixo peso molecular, apresentam ótima dispersão das argilas no fluido de perfuração por meio de ação química. Estes aditivos também protegem a broca contra aprisionamentos e entupimentos.

- **Selantes**

O selante é um aditivo, geralmente polimérico, utilizado para preencher e fechar fendas em um poço, prevenindo o desmoronamento do mesmo. É bastante utilizado em formações geológicas bastante permeáveis e em aquíferos fraturados, onde existem perdas de circulação do fluido de perfuração.

- **Dispersantes**

Como o próprio nome sugere, os dispersantes são responsáveis por executar a dispersão dos sólidos contidos no fluido de perfuração, reduzindo a atração das partículas de bentonitas. Os lignosulfonatos, os lignitos e os fosfatos são os representantes dos agentes dispersantes.

- **Floculantes**

Os agentes floculantes, representados pela soda cáustica, pela cal e pelo cloreto de sódio, são encarregados de elevar a viscosidade do fluido, promovendo a limpeza do poço.

- **Defloculantes**

Os aditivos defloculantes são aplicados com a finalidade de impedir que os sólidos ativos presentes no fluido de perfuração fiquem em suspensão. Poliacrilatos de sódio, cálcio e potássio são exemplos de defloculantes.

- **Densificantes**

São os agentes cuja função é elevar a densidade do fluido de perfuração. A barita é o densificante mais empregado na formulação de lamas.

- **Espumantes**

Os agentes espumantes têm a função de criar uma espuma estável em fluidos de perfuração à base de água. Os surfactantes são exemplos de espumantes.

- **Antiespumantes**

Estes produtos promovem a redução da ação espumante nos fluidos de perfuração, especialmente naqueles à base de água saturada com sal.

2.3 ARGILAS BENTONÍICAS

O termo bentonita origina-se dos primeiros depósitos comerciais de um mineral argiloso na região de Fort Benton, no Estado de Wyoming, nos Estados Unidos da América no final do século dezenove. O geólogo norte americano Knight sugeriu o nome de bentonita para a argila encontrada. Percebia-se um alto grau de expansão do argilomineral quando este estava em contato com a água ou umidade. Em meados do século dezenove, a bentonita foi estudada na cidade francesa de Montmorillon, onde foi observado que seu principal constituinte fazia parte do grupo das esmectitas, sendo chamado de montmorilonita. (Gray e Darley, 1988).

As bentonitas podem ser definidas como a gama de argilas formadas através da decomposição de cinzas vulcânicas, na maioria das vezes constituídas pelo argilomineral montmorilonítico e por pequenas quantidades de outros minerais, como o quartzo, o feldspato e a calcita.

Argila bentonítica é definida por Souza Santos (1976) apud Farias (2005) como a rocha formada pela montmorilonita, que é a argila proveniente da desvitrificação seguida da transformação química de um material vítreo de origem ígnea, como por exemplo, as cinzas vulcânicas.

De acordo com o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPD (2010), as argilas bentoníticas são rochas caracterizadas por terem partículas bastante finas, elevada carga superficial, grande capacidade de permutação entre cátions, ampla superfície de contato e pela expansão do seu volume na presença de água.

Alguns autores, como Grim e Nüven (1978) apud Melo (2008), definem a bentonita como qualquer argila cuja composição é formada basicamente pela esmectita, sendo este o argilomineral responsável pelas propriedades físicas da bentonita. Para estes autores, independentemente de sua origem ou ocorrência, o percentual do argilomineral montmorilonítico nas argilas bentoníticas está compreendido entre 55 e 70%, sendo que seu grau de expansão na presença de água é bastante elevado, correspondendo

até 20 vezes o seu volume inicial. Outras características conferidas ao argilomineral pelos autores são a capacidade de troca catiônica e a elevada área superficial.

A argila bentonítica é amplamente utilizada na indústria pelos mais variados setores, que vão desde o petrolífero, para perfuração de poços, até os setores agrícola, alimentício, farmacêutico, médico e de cosmético, dentre outros.

Para a formulação de fluidos de perfuração à base de água, a argila mais utilizada comercialmente é a bentonita, que é adicionada ao fluido a fim de exercer suas diversas funções durante a perfuração. As propriedades reológicas da bentonita permitem que ela seja um aditivo capaz de realizar diferentes funções, dentre as quais podem-se destacar o aumento da limpeza do e da estabilidade do poço, a redução das infiltrações nas formações permeáveis, a produção do reboco e o impedimento da perda de circulação (Gray e Darley, 1988).

Todas as características citadas pelos autores proporcionam às argilas bentoníticas as pertinentes propriedades específicas que tornam a utilização da bentonita apropriada como aditivo para a formulação de fluido de perfuração.

2.3.1 Estrutura das Argilas Bentoníticas

O argilomineral montmorilonita, principal constituinte da bentonita, possui em sua composição, segundo Amorim (2003), duas folhas tetraédricas de silicato e uma folha octaédrica de alumina. Átomos de oxigênio ligam as camadas de folhas tetraédricas às camadas de folhas octaédricas.

A Figura 6 mostra a esquematização da folha tetraédrica de silicato presente no argilomineral montmorilonítico, composta por um átomo de silício fazendo quatro ligações com átomos de oxigênio.

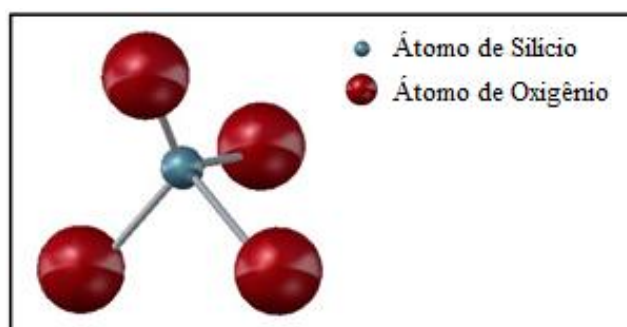


Figura 6 - Folha Tetraédrica de Silicato.

Já a outra camada que compõe o argilomineral, a folha octaédrica de alumina, pode ser visualizada por meio da Figura 7. Nesta folha, o átomo de alumínio é rodeado por seis átomos de oxigênio.

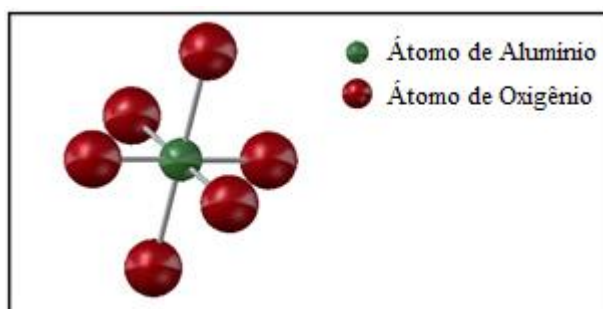


Figura 7 - Folha Octaédrica de Alumina.

A Figura 8 mostra a estrutura do argilomineral montmorilonítico em maior abundância na bentonita. Pode-se observar a camada de folha octaédrica de alumina localizada centralmente às duas folhas tetraédricas de silicato, unidas entre si por moléculas de hidroxila.

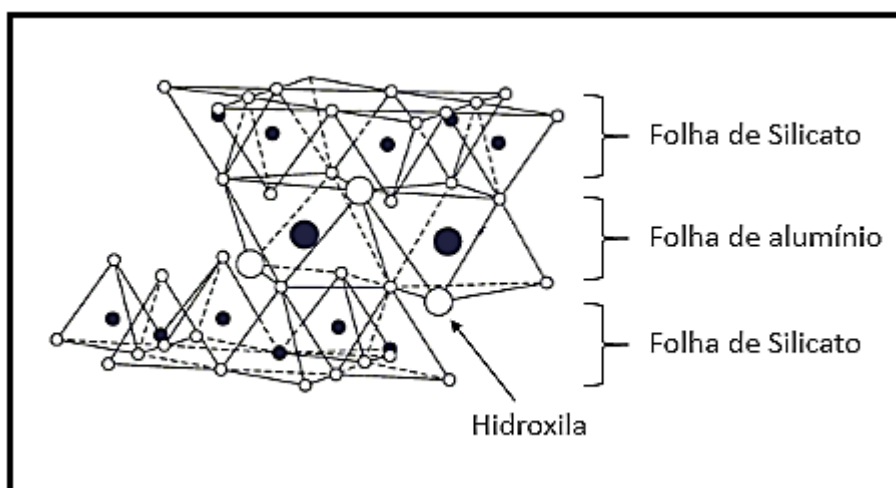


Figura 8 - Estrutura da Montmorilonita.

Costa Filho (2005).

2.3.2 Hidratação das Argilas Bentoníticas

Na folha tetraédrica de silicato, o átomo de silício pode ser trocado por cátions trivalentes de alumínio ou de ferro, ao passo que na folha octaédrica de alumina, o alumínio pode ser substituído por cátions divalentes de ferro. Com estas alterações, é produzido um potencial negativo na superfície da bentonita, o qual é reparado por meio da adsorção de cátions nos espaços entre as camadas das folhas. Os íons responsáveis pelo balanceamento das cargas negativas são os alcalinos terrosos ou os metais alcalinos, representados pelo cálcio ou magnésio e pelo sódio, respectivamente.

A capacidade de troca de cátions (CTC) é definida pela quantia de cátions que são adsorvidos à argila durante a permutação de íons. Se o cátion utilizado para o balanceamento das cargas for o cálcio,

dá-se o nome de argila bentonita cálcica. Quando o cátion utilizado para este fim for o sódio, a argila é denominada de bentonita sódica.

Na estrutura da bentonita, camadas consecutivas de montmorilonita se encontram unidas fracamente entre si. Quando a estrutura de bentonita é hidratada, as moléculas de água são adsorvidas na superfície das camadas tetraédricas de sílica, separando uma estrutura da outra. Este é o processo de expansão, ou também denominado de inchamento, ocorrido nas bentonitas na presença de água, podendo ser verificado por meio da Figura 9.

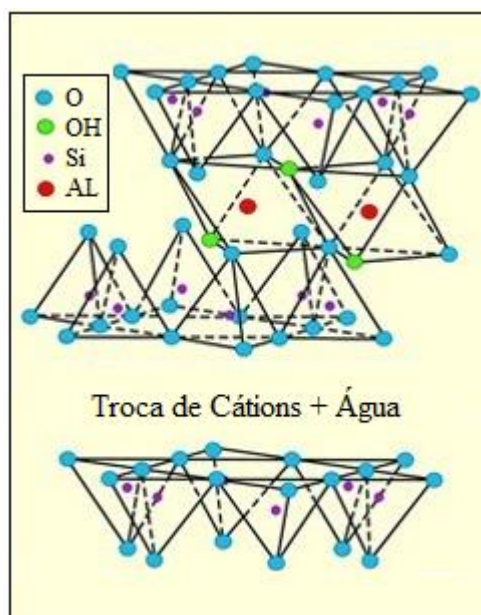


Figura 9 - Separação das Estruturas de Montmorilonita quando Hidratadas.
 Sipag Bisalta (<http://www.bentonite.it/bentonite-structure.php/>).

A distância das camadas entre as lamelas (espessura da camada de água entre as folhas tetraédricas) está associada com o tipo de cátion adsorvido e com o volume de água disponível. A expansão das argilas montmoriloníticas, quando se utiliza o sódio como cátion a ser adsorvido, pode alcançar um valor de 9,8 Å para argilas expostas ao ar, e valores até 40 Å para argilas em solução aquosa. Utilizando-se o cálcio como cátion, o grau de inchamento da argila a seco é de 11,8 Å, enquanto que na presença de água este valor pode chegar a 18 Å (Amorim, 2003).

Segundo Lumus e Azar (1986), a argila sódica sofre expansões mais elevadas do que a argila cálcica devido a menor força atrativa que o cátion de sódio oferece às camadas tetraédricas de silício se comparada ao cátion de cálcio. Sendo assim, oferecendo uma força atrativa menos intensa, maiores volumes de água penetram entre as folhas da argila sódica, o que provoca uma expansão superior à da argila cálcica. A diferença da distância entre as camadas da argila sódica e da argila cálcica está apresentada na Figura 10.

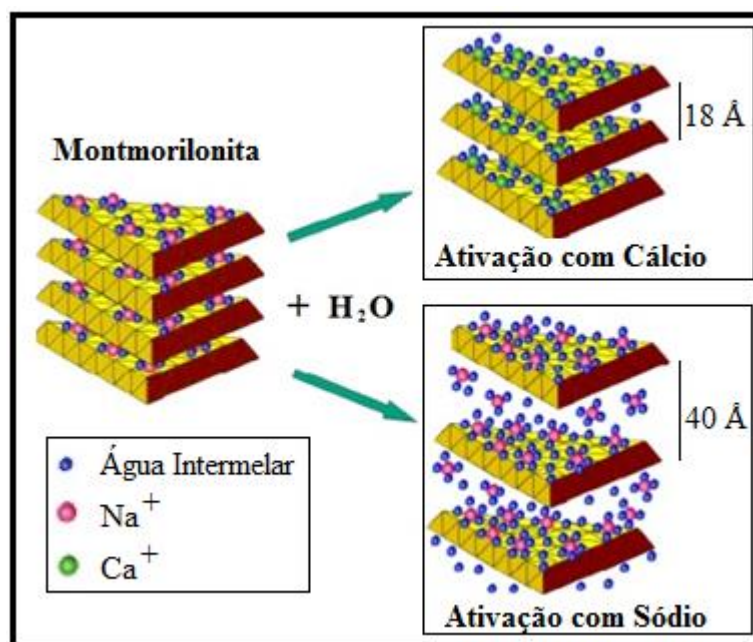


Figura 10 - Ativação do Argilomineral Montmorilonítico com Cálcio e Sódio.
Amorim (2007).

Segundo Souza Santos (1976) apud Amorim (2003), forças de Van Der Waals são responsáveis pela atração das folhas lamelares de cargas elétricas opostas para expansão com espessura de até 40 Å. Se a expansão ultrapassar o valor de 40 Å não haverá mais força de atração entre as camadas devido ao movimento browniano das partículas. Desta forma, as camadas se separam e se dispersam na água.

2.4 ATIVAÇÃO DA ARGILA BENTONÍTICA

2.4.1 Importância da Ativação

O uso tecnológico da argila bentonítica para a aplicação em fluidos de perfuração é propiciado em função de sua importante característica de inchamento na presença de água. Nas bentonitas sódicas, a água é continuamente adsorvida pelas folhas de sílica, o que resulta em um elevado grau de expansão do argilomineral. Em relação às argilas cálcicas, a esfoliação das folhas de sílica na presença de água não é tão intensa e, desta forma, o grau de inchamento do argilomineral cálcico é bastante inferior ao grau de inchamento da bentonita sódica.

A expansão das argilas bentoníticas possibilita a melhoria das propriedades reológicas do fluido de perfuração, elevando o poder de viscosidade e comportamento de tixotropia do mesmo. Neste íterim, observa-se a enorme relevância do emprego da argila bentonítica sódica ao se formular os fluidos de perfuração.

As reservas de bentonitas existentes no Brasil são fundamentalmente cálcicas, o que significa que elas devem passar por um processo de modificação estrutural a fim de conferi-las as propriedades apropriadas para o uso como aditivos em fluidos de perfuração. No processo de beneficiamento, utiliza-se carbonato de sódio para a obtenção da bentonita sódica a partir da bentonita cálcica. Os íons de cálcio (Ca^{+2}) presentes na bentonita são substituídos por íons de sódio (Na^{+}) provenientes da solução de carbonato de sódio (Na_2CO_3), provocando a expansão das distâncias entre as lamelas da argila, já que o sódio possui maior capacidade de hidratação (Souza Santos, 1976).

Este processo de beneficiamento da argila cálcica é também chamado de ativação. A ativação da bentonita acarreta o aumento do rendimento dos fluidos de perfuração.

O processo de ativação da bentonita utilizando-se solução ácida, segundo Souza Santos (1976) apud Amorim (2003), ocasiona tanto no aumento da área específica quanto no aumento da porosidade aparente das argilas.

As modificações estruturais realizadas na argila bentonítica são de suma importância para o aumento de sua eficiência quando usadas para preparação de fluidos de perfuração. A ativação ácida é o processo mais utilizado para a alteração da estrutura do argilomineral montmorilonítico.

2.5 NANOPARTÍCULAS COMO ADITIVOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A nanotecnologia consiste basicamente na criação de materiais em escala nanométrica por meio do controle de suas estruturas e do tamanho das partículas. O processo que sucede a etapa de criação da nanopartícula é a aplicação desta para o desenvolvimento de pesquisas e produtos industriais, conferindo ao produto final maiores qualidade e eficiência (Medeiros, 2007).

As nanopartículas são definidas de acordo com suas dimensões geométricas. A estrutura de um material nanométrico deve apresentar ao menos uma de suas dimensões abaixo de 100 nm. No processo de produção de nanopartículas, átomos e moléculas são arranjados de modo a obter estruturas adequadas para uma aplicação específica. O controle da forma e do tamanho dos materiais nanométricos cria um sistema com propriedades físicas e químicas modificadas de acordo com o interesse de sua aplicação.

O estudo de materiais nanométricos tem gerado uma grande revolução em diversas áreas da ciência, sobretudo nos ramos da engenharia, química, física, biologia e medicina, dentre outros. De acordo com Carreño (2002), as nanopartículas, por possuírem maior superfície específica quando comparadas às outras partículas, se apresentam distribuídas e dispersas de forma mais eficaz em suas aplicações, otimizando o desempenho do trabalho realizado. Para que esta otimização seja alcançada, as nanopartículas devem ser desenvolvidas com baixo grau de aglomeração e estreita faixa de distribuição de tamanho. Os contornos de grãos dos materiais nanométricos são caracterizados por grande fração volumétrica. As propriedades físicas e químicas das partículas em escala nanométrica expressam

significativas diferenças estruturais se comparadas às propriedades dos materiais cristalinos convencionais.

Embora não existam muitas referências tampouco trabalhos específicos realizados sobre nanotecnologia no contexto de fluidos de perfuração, a aplicação de nanopartículas pode contribuir com vantagens ao processo de perfuração de poços.

A nanotecnologia apresenta uma oportunidade de elevar o desempenho dos fluidos de perfuração. Segundo o National Energy Technology Laboratory (2007), as propriedades reológicas, mecânicas, térmicas e ópticas dos fluidos de perfuração podem ser melhoradas com a aplicação de nanopartículas. O aumento da estabilidade dos poços é uma consequência direta conferida às lamas com a aplicação da nanotecnologia.

Para Barbosa et al. (2012), a utilização de partículas nanométricas como aditivos em fluidos de perfuração é uma alternativa interessante de superar as limitações das lamas convencionais, ocasionando a melhoria de suas propriedades reológicas. Para tanto, as nanopartículas necessitam de uma preparação com rígido controle da composição química e estequiométrica.

2.6 MÉTODO DE PECHINI

O método de Pechini apresenta enorme relevância no contexto de produção de partículas em escala nanométrica, já que se trata de uma técnica que pode ser usada para a síntese de múltiplos óxidos policatiônicos (Medeiros, 2007).

O cientista norte americano Maggio Pechini desenvolveu, em 1967, óxidos de titânio e óxidos de nióbio a partir de um material polimérico, utilizando para isso uma reação de um ácido policarboxílico com um poliálcool. Por esta razão, este método é também chamado de método dos precursores poliméricos.

O método dos precursores poliméricos permite a criação de materiais nanométricos com elevado grau de pureza, controle do tamanho da partícula e homogeneidade química. Como a metodologia para o preparo das nanopartículas é relativamente simples e não requer instrumentação sofisticada, o custo para a execução do método de Pechini é baixo, o que torna o processo de obtenção de pós nanométricos bastante viável.

De acordo com Galvão (2010), a produção de materiais nanométricos com baixa contaminação e a temperaturas não muito elevadas e a possibilidade de variações de óxidos que podem ser produzidos são as principais vantagens que tornam o método viável e cada vez mais difundido em pesquisas. Contudo, este método produz pós aglomerados, os quais devem ser moídos para continuação do processo.

2.6.1 Seleção do Método de Pechini para a Realização do Projeto

O método de Pechini foi selecionado para o desenvolvimento das nanopartículas utilizadas neste projeto em função da enorme viabilidade de se produzir diferentes óxidos em escala manométrica de forma a garantir homogeneidade do material e a geração eficiente de precursores poliméricos. Além disso, a praticidade neste método para a produção de materiais nanométricos é evidente devido não apenas à simplicidade das etapas a serem executadas como também ao uso de aparelhagem não sofisticada.

2.6.2 Óxidos Produzidos pelo Método de Pechini

Os materiais nanométricos produzidos neste projeto pelo método dos precursores poliméricos constituirão os principais componentes da argila bentonítica, representados pelos óxidos de silício (SiO_2), de alumínio (Al_2O_3) e de ferro (Fe_2O_3). Também será sintetizado óxido de sódio (Na_2O) para o processo de expansão do nanoaditivo.

Neste projeto, serão produzidas amostras de nanobentonitas por duas vias diferentes, sendo que uma amostra será gerada pela mistura dos quatro nano óxidos, e a outra amostra será elaborada pela mistura dos precursores poliméricos. Com a produção das duas amostras do nanobentonita, verificar-se-á quais destas amostras apresentará melhores resultados como aditivos de fluidos de perfuração. O esquema de preparação do nanoaditivo bentonítico através das duas vias pode ser visualizado pela Figura 11.

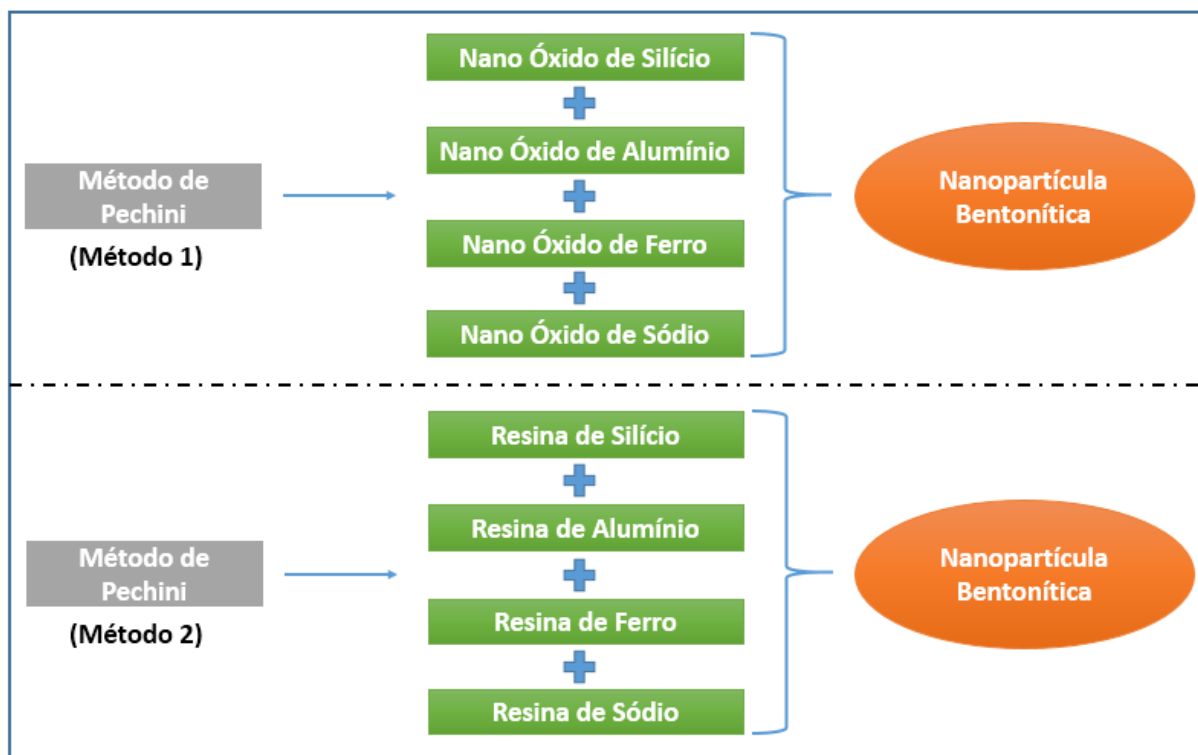


Figura 11 - Esquematização do Preparo do Nanoaditivo Bentonítico.

2.7 CARACTERIZAÇÃO DOS NANO ADITIVOS

É de suma importância o estudo da estrutura e das fases que compõem um material, pois a análise morfológica permite não só a compreensão mais adequada das propriedades químicas e físicas de uma amostra como também a possibilidade de que se realizem melhorias no material estudado. Os métodos experimentais utilizados neste projeto para a caracterização dos nanoaditivos são: análise de fluorescência de raios X (FRX), espectroscopia por dispersão em energia (EDS) e microscopia eletrônica de varredura (MEV). Os processos de caracterização realizados neste projeto têm como objetivo averiguar se os procedimentos de síntese dos aditivos se demonstraram apropriados, além de verificar se a proporção e a estrutura dos elementos das amostras produzidas estão de acordo com os produtos esperados.

2.8 FORMULAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são responsáveis pelas mais diversas funções ao longo da perfuração, e devem ser preparados de modo a atender as especificações necessárias durante o processo de abertura de um poço de petróleo. Desta forma, os produtos que constituem os fluidos são selecionados a fim de que correspondam às especificações do poço. A preparação das lamas consiste basicamente na adição dos aditivos em um fluido base, que pode ser a água, o óleo ou o gás. Como a proposta deste projeto é o desenvolvimento de fluidos de perfuração à base d'água utilizando-se nanopartículas de argila bentonítica como um dos aditivos, serão elaborados fluidos em base aquosa para execução do projeto.

De acordo com Guimarães (2012), alguns fatores devem ser considerados durante a preparação do fluido, de modo que os seus constituintes respeitem os seguintes critérios:

- Garantir a segurança dos profissionais que trabalham no processo de perfuração;
- Não danificar o meio ambiente;
- Não resultar em métodos onerosos de perfuração;
- Não interferir na produtividade da perfuração;
- Não corroer ou desgastar excessivamente os equipamentos de perfuração.

Com a preocupação cada vez maior por parte das empresas em desenvolver fluidos que garantam a eficiência da perfuração, os aditivos passaram a ser estudados mais profundamente, sendo utilizados para propiciar o controle adequado das propriedades dos fluidos de perfuração.

Guimarães e Rossi (2008) afirmam que a seleção do fluido de perfuração adequado também está relacionada a fatores externos, como os descritos a seguir.

- Formações Rochosas Salinas: Os elevados teores salinos das rochas formadas pela evaporação da água do mar podem intervir no processo de perfuração devido ao gradiente de pressão

osmótica da região. Gray e Darley (1988) propõem como solução para perfurações nestas condições, que os fluidos de perfuração precisam ser acrescidos de aditivos como argilas, redutores de filtrado e materiais celulósicos.

- **Formações Argilosas:** Tais formações são capazes de modificar as propriedades reológicas das lamas. Para estes casos, recomenda-se a utilização de aditivos conhecidos como inibidores para impedir a expansão das argilas presentes na formação rochosa.
- **Zonas de Alta pressão e Temperatura:** O principal dano causado pela perfuração em zonas de alta pressão e temperatura é a alteração das propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração, sendo necessária a adição de aditivos argilosos, surfactantes, dispersantes e controladores de pH (Gray e Darley, 1988).
- **Trajectoria do Poço:** O desempenho das lamas é prejudicado em perfurações horizontais devido à dificuldade do carreamento dos fragmentos formados durante a perfuração. Aditivos lubrificantes devem ser usados para elevar o grau de lubricidade do fluido.

2.9 REOLOGIA

Segundo Bird (1987) apud Ancey (2005), entende-se como reologia a análise do comportamento mecânico de materiais por meio de técnicas experimentais. A reologia relaciona equações com variáveis e parâmetros adequados de forma a representar os estados de deformação do material. Para Machado (2002), a reologia é a ciência que estuda a deformação e o fluxo da matéria quando submetida à aplicação de uma tensão. Desta forma, verifica-se que a reologia está associada com a mecânica dos corpos deformáveis. O estudo do comportamento reológico dos fluidos de perfuração possui enorme importância no processo de perfuração de poços de petróleo, pois permite o controle da qualidade do fluido, garantindo a eficiência do mesmo durante a perfuração. Para Melo (2008), o controle das propriedades reológicas do fluido interfere nos processos de limpeza e erosão do poço, influencia a taxa de penetração da broca e a progressão da suspensão e do carreamento dos detritos formados pela perfuração.

Para o estudo das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, primeiramente faz-se necessário realizar a definição de fluidos newtonianos e fluidos não newtonianos. Segundo Livi (2004), os fluidos são classificados de acordo com a relação existente entre a tensão cisalhante aplicada e a taxa de deformação sofrida por um elemento de fluido. Em um fluido newtoniano, a tensão cisalhante é proporcional à taxa de deformação sofrida por um elemento de fluido (a viscosidade do fluido é constante a uma dada temperatura), enquanto que em um fluido não newtoniano não existe a relação de proporcionalidade entre a tensão cisalhante e a taxa de deformação (a viscosidade do fluido varia com a taxa de cisalhamento aplicada).

2.9.1 Modelo Matemático para Fluidos de Perfuração

Os modelos matemáticos são ferramentas que possibilitam a análise do escoamento de fluidos. O modelo matemático que descreve o comportamento dos fluidos newtonianos está representado por meio da Equação (1).

$$\tau = \mu\gamma \quad (1)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento (Pa), μ é viscosidade dinâmica (Pa.s) e γ é a taxa de cisalhamento (s^{-1}).

Amorim (2003) afirma que os fluidos de perfuração à base de água ou à base de óleo possuem comportamento pseudoplástico, sendo que o incremento da taxa de deformação aplicada faz com que o valor da viscosidade do fluido diminua. Sendo assim, os fluidos de perfuração são classificados como não newtonianos. O fenômeno da pseudoplasticidade pode ser explicado devido às partículas do material, quando em repouso, apresentarem-se bem próximas umas das outras e pelo fato destas estarem orientadas aleatoriamente. Desta forma, quando tais partículas sofrem uma tensão em uma determinada direção, elas assumem a orientação na direção do escoamento, fazendo com que a resistência das partículas diminuam ao fluir.

Um dos modelos mais utilizados na análise reológica de fluidos de perfuração, segundo Amorim (2003), é o modelo de Ostwald de Waale, denominado Lei de Potência, que é descrito pela Equação (2), através da qual pode-se observar que a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento apresentam uma relação não linear.

$$\tau = K\gamma^n \quad (2)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento (Pa), K é o índice de consistência ($Pa.s^n$), γ é taxa de cisalhamento (s^{-1}) e n é o índice de comportamento de fluxo (adimensional). A taxa de cisalhamento pode ser entendida como o gradiente de velocidade do fluido, o índice de consistência indica o grau de resistência do fluido durante o escoamento e o índice de comportamento de fluxo indica a relação de proximidade do fluido com o modelo newtoniano, ou seja, somente quando este índice for igual a uma unidade, o fluido é dito como newtoniano e, em contrapartida, o afastamento deste parâmetro de uma unidade indica que o fluido é não newtoniano. De acordo com Bird (1987), quando o valor do índice de comportamento for menor do que uma unidade ($n < 1$) o fluido é dito como pseudoplástico. Já quando o índice de comportamento for maior do que uma unidade ($n > 1$), o fluido é considerado dilatante. Um fluido dilatante, ao contrário dos pseudoplásticos, é aquele que apresenta a elevação da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, pois na condição de deformação ocorre a aproximação das partículas do fluido, resultando no incremento da resistência ao escoamento.

As curvas de fluxo para fluidos que obedecem a Lei de Potência podem ser visualizadas por meio da Figura 12.

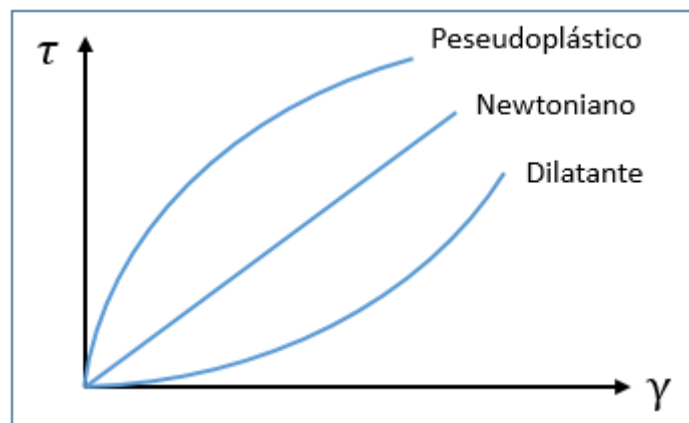


Figura 12 - Curvas de Fluxo para Fluidos de Potência.

Outro modelo reológico utilizado nos estudos de fluidos de perfuração é o de Herschell-Bukley, pois trata-se de um modelo que representa os principais parâmetros reológicos necessários para o estudo das lamas. De acordo com Machado (2002), o modelo de Herschell-Bukley é o ideal para fluidos que contenham argilas e polímeros. O modelo de Herschell-Bukley, também conhecido como modelo de potência com limite de escoamento ou modelo de potência modificado, é descrito pela Equação (3).

$$\tau = K\gamma^n + \tau_0 \quad (3)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento (Pa), K é o índice de consistência (Pa.s^n), γ é taxa de cisalhamento (s^{-1}), n é o índice de comportamento de fluxo (adimensional) e τ_0 é o limite de escoamento (Pa). O limite de escoamento revela que é necessária a aplicação de uma tensão mínima para que o fluido comece a escoar. As mesmas condições descritas anteriormente para o índice de comportamento de fluxo da Lei de Potência são válidas para o modelo de Herschell-Bukley. Para fluidos pseudoplásticos, $n < 1$, para fluidos dilatantes $n > 1$ e, por fim, $n = 1$ para fluido newtonianos, como apresentado na Figura 13.

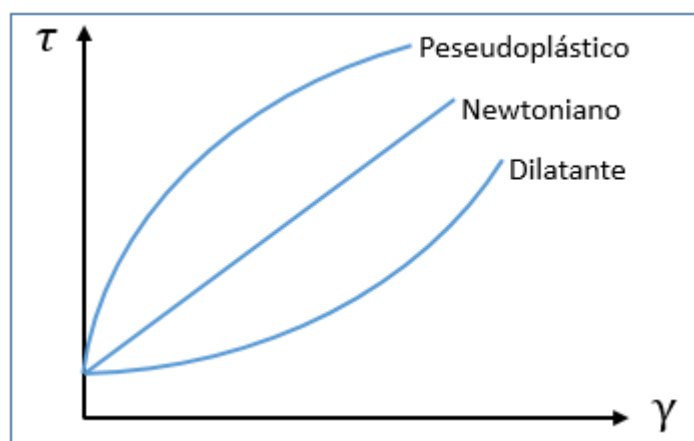


Figura 13 - Curvas de Fluxo para o modelo de Herschell-Bukley.

2.9.2 Propriedades Reológicas dos Fluidos de Perfuração

As propriedades reológicas para fluidos são representadas pela viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e forças géis. O estudo destas propriedades permite o controle do comportamento dos fluidos de perfuração.

2.9.2.1 Viscosidade Aparente

A viscosidade aparente é definida por Rao e Rizvi (1986) apud Pinto (2008) como a viscosidade dependente da taxa de deformação. Ao contrário do que acontece nos fluidos newtonianos, a viscosidade em fluidos não newtonianos varia com a magnitude da taxa de cisalhamento. Esta viscosidade é chamada de viscosidade aparente.

2.9.2.2 Viscosidade Plástica

A viscosidade plástica é uma propriedade de destaque para análise do comportamento de fluidos. Tal propriedade é relacionada com a resistência que o fluido ao oferece ao se escoar. Em outras palavras, a viscosidade representa o atrito interno nos fluidos causado pelas interações intermoleculares (Livi, 2004).

De acordo com Amorim (2003), nos fluidos de perfuração aditivados com bentonitas, as partículas do argilomineral possuem forças atrativas e repulsivas devido à reação destas partículas com a quantidade de água associada às mesmas, gerando um aspecto estrutural randômico, o que acarreta em uma resistência ao escoamento do fluido.

2.9.2.3 Limite de Escoamento

O limite de escoamento, propriedade decorrente das forças eletrolíticas das partículas do fluido, é definido como a mínima tensão de cisalhamento que deve ser submetida ao fluido para se iniciar o processo de escoamento. (Amorim, 2003).

2.9.2.4 Força Gel

A força gel de um fluido é uma propriedade reológica associada ao fenômeno conhecido como tixotropia. Este fenômeno apresenta comportamentos distintos para o fluido em repouso e em movimento. Em condições estáticas, ocorre a elevação da viscosidade do fluido. Tal situação é denominada estado gel. Em contrapartida, quando o fluido é submetido a condições de cisalhamento, verifica-se a recuperação de sua fluidez, etapa chamada de estado sol.

Nos fluidos de perfuração, a tixotropia possui a função de conter a deposição dos fragmentos formados durante a perfuração de poços. Durante as paradas de circulação, o fenômeno de tixotropia também deve manter os sólidos gerados suspensos. Porém, o efeito tixotrópico deve ser controlado para que não ocorra de forma excessiva, pois nesta situação, o fluido apresenta alta capacidade de carregamento de detritos, o que pode causar erosão nas paredes do poço (Amorim, 2003).

A capacidade do fluido de se apresentar em diferentes estados (gel e sol) quando em repouso ou em movimento é uma característica chama de força gel. De acordo com Machado (2002), existem as forças géis inicial e final. A força gel inicial é a mínima resistência necessária para que o fluido comece a escoar, ao passo que a força gel final é a resistência que o fluido precisa para reiniciar seu escoamento após o período de repouso. O grau de tixotropia do fluido é aferido pela diferença entre a força gel final e a inicial.

2.9.2.5 Volume de Filtrado

Além das propriedades reológicas, existe um quesito denominado volume de filtrado, que possui grande relevância para as lamas pois está relacionado com perda de fluido durante o processo de perfuração. A determinação do volume de filtrado permite a análise da qualidade coloidal da argila no fluido de perfuração. De acordo com Amorim (2003), a perda de filtrado em fluidos de perfuração está relacionada com as partículas coloidais e com a quantidade de água no sistema. Maiores proporções de partículas coloidais indicam menores porcentagens de água e uma menor perda de filtrado.

2.9.3 Valores das Propriedades Reológicas

As normas N-2604 e N-2605 da Petrobras (1998) especificam os valores mínimos e máximos das propriedades reológicas e do volume de filtrado dos fluidos de perfuração à base d'água contendo argila como aditivo. Estes valores estão dispostos na Tabela 2.

**Tabela 2 - Requisitos para Fluidos de Perfuração.
Petrobras (1998).**

Propriedades	Valor Mínimo	Valor Máximo
Viscosidade Plástica (cP)	15	-
Viscosidade Aparente (cP)	4	-
Volume de Filtrado (ml)	-	18
Índice de Consistência (Pa.sⁿ)	0,8	-
Índice de Comportamento de Fluxo (mPa)	-	0,6

Com o intuito de verificar o desempenho das lamas produzidas no projeto com fluidos considerados como padrão na indústria petrolífera, realizar-se-á a comparação dos valores das propriedades reológicas dos fluidos formulados com uma faixa de valores estabelecida para um fluido contendo aditivos poliméricos, de acordo com Farias et al. (2009). A Tabela 3 mostra os valores das propriedades reológicas estabelecidos como padrão.

Tabela 3 - Requisitos para Fluidos de Perfuração Padrão.

Farias (2009).

Propriedades	Valor Mínimo	Valor Máximo
Viscosidade Plástica (cP)	23,5	35
Viscosidade Aparente (cP)	44,5	60
Limite de Escoamento (N/m²)	39	48
Força Gel (lbf/100ft²)	2	3,5
Volume de Filtrado (mL)	6	7,2

3 METODOLOGIA

3.1 MATERIAIS

Este tópico apresenta os materiais que foram utilizados para a execução do projeto. A relação de materiais inclui os aparelhos, os reagentes e os aditivos necessários para a realização dos processos de ativação da argila bentonítica, síntese dos óxidos, caracterização do aditivo bentonítico, formulação e ensaio reológico dos fluidos de perfuração.

3.1.1 Materiais e Reagentes para Ativação da Argila Bentonítica

- Agitador magnético com aquecimento da marca Fisatom, modelo 752 A.
- Carbonato de sódio anidro P.A. $[\text{Na}_2\text{CO}_3]$, teor 99,5%, massa molar 105,99 g/mol, da marca Vetec.
- Bentonita cedida pela empresa Bentonisa – Bentonita do Nordeste S. A., proveniente de João Pessoa-PB.

3.1.2 Materiais e Reagentes para a Síntese do Nano Aditivo

- Agitador magnético com aquecimento da marca Fisatom, modelo 752 A.
- Forno mufla da marca Marconi, modelo MA 385.
- Almofariz e pistilo de 72 mm, da marca Chiarotti.
- Peneira de latão 3 x 2", ANBT 170 mesh, da marca Granutest.
- Etilenoglicol mono P.A., $[\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2]$, teor 99,5%, massa molar 62,07 g/mol, da marca Vetec.
- Ácido cítrico monohidratado $[(\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7)\text{H}_2\text{O}]$, teor 99,5%, massa molar 210,14 g/mol, da marca Vetec.
- Tetraortosilicato de etila, $[\text{Si}(\text{OC}_2\text{H}_5)_4]$, teor 98%, 208,33 g/mol, da marca Vetec.
- Nitrato de alumínio nonohidratado, P.A. ACS, $[\text{Al}(\text{NO}_3)_3\cdot 9\text{H}_2\text{O}]$, teor 98%, massa molar 375,13 g/mol, da marca Vetec.
- Cloreto de ferro III (ICO) hexahidratado, P.A. ACS, $[(\text{FeCl}_3)\cdot 6\text{H}_2\text{O}]$, teor 97%, massa molar 270,33 g/mol, da marca Vetec.
- Carbonato de sódio anidro P.A. $[\text{Na}_2\text{CO}_3]$, teor 99,5%, massa molar 105,99 g/mol, da marca Vetec.

3.1.3 Materiais para a Caracterização dos Nano Óxidos e da Bentonita

- Espectrômetro de fluorescência de raios x, da marca Shimadzu, modelo EDX-720.
- Microscópio eletrônico de varredura, da marca JEOL, modelo JSM-700F.

3.1.4 Materiais e Aditivos para a Formulação dos Fluidos de Perfuração

- Misturador mecânico da marca Hamilton Beach, modelo N936.
- Bentonita cedida pela empresa Bentonisa – Bentonita do Nordeste S. A., proveniente de João Pessoa-PB.
- Aditivo antiespumante, silicone da marca Nazca;
- Aditivo viscosificante, SM 2000, da marca System Mud.
- Aditivo redutor de filtrado, Celutrol ADS, da marca System Mud.
- Aditivo controlador de pH, Barrilha Leve, da marca System Mud.
- Aditivo inibidor de argila expansiva, SM HIB, da marca System Mud.
- Aditivo bactericida, SM BAC GREEN, da marca System Mud.
- Aditivo lubrificante (glicerina), produzida pela no Laboratório de Biodiesel da Universidade de Brasília, Campus Gama.
- Aditivo selante, SM SEAL, da marca System Mud.

3.1.5 Materiais para o Ensaio Reológico dos Fluidos de Perfuração

- Viscosímetro da marca Fann, modelo 35 A.
- Filtro prensa, nº 300, a ar comprimido, da marca Fann.
- Compressor de ar da marca Motomil, modelo CMI-7,6/24L-2HP 120lbf/pol².

3.2 PROCESSO DE ATIVAÇÃO DA ARGILA BENTONÍTICA

O processo de modificação estrutural da bentonita executado ao longo do projeto foi baseado na metodologia adotada por Neumann et al. (2002), que consiste nas seguintes etapas:

1. Preparo da solução saturada de carbonato de sódio;
2. Dispersão da bentonita na solução de carbonato de sódio;

3. Agitação magnética da solução formada por 24 horas;
4. Repouso da solução durante 24 horas;
5. Aspiração dos sobrenadantes;
6. Adição de água destilada para completar o volume perdido com a aspiração dos sobrenadantes;
7. Repouso da solução novamente por 24 horas;
8. Repetição dos procedimentos 5 e 6 até que não haja mais sobrenadantes;
9. Aspiração do material líquido;
10. Coleta da argila depositada no béquer (bentonita ativada).

A Figura 14 apresenta o fluxograma da preparação da bentonita ativada.

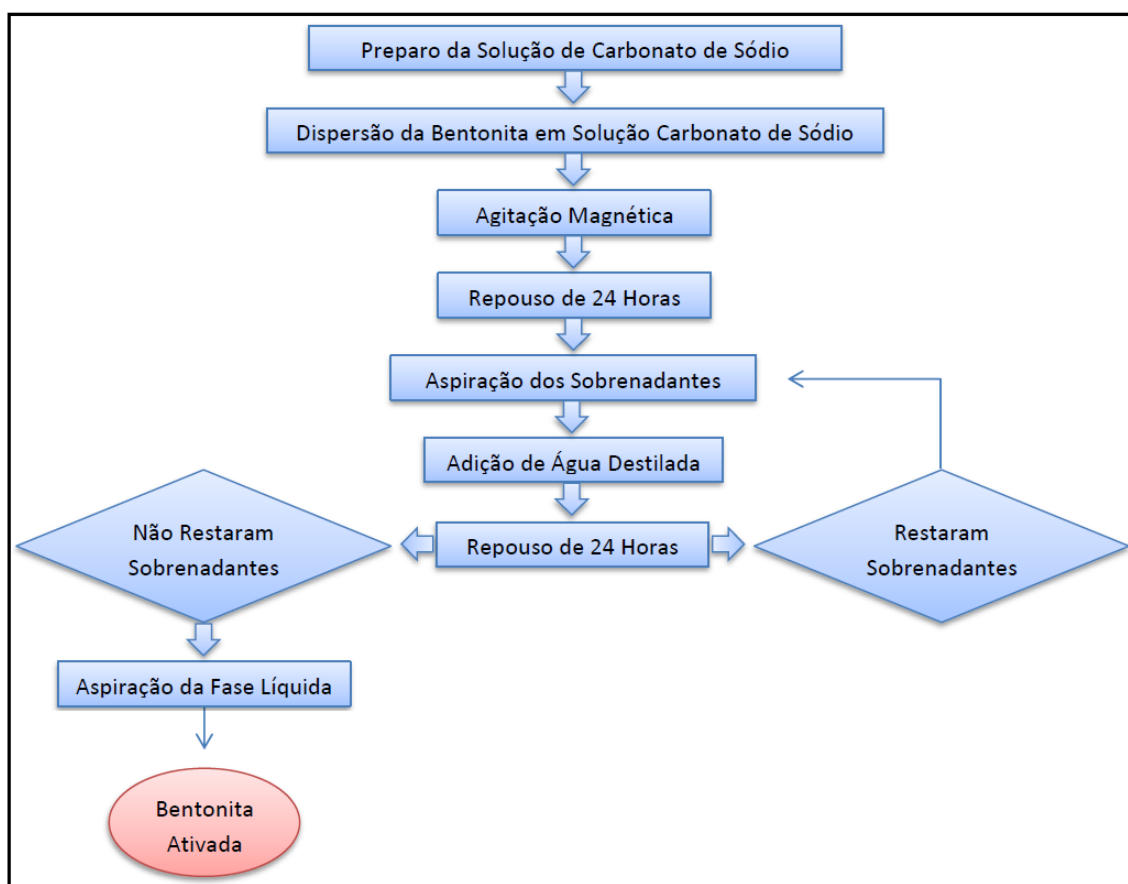


Figura 14 - Fluxograma do Processo de Ativação da Argila Bentonítica.

Fonte: Neumann (2002).

A amostra de bentonita utilizada para a execução do projeto, mostrada pela Figura 15, foi cedida pela empresa Bentonisa – Bentonita do Nordeste S. A., localizada no bairro de Boa Vista na cidade de João Pessoa no Estado da Paraíba.



Figura 15 – Amostra de bentonita fornecida pela empresa Bentonisa.

A ativação da argila bentonítica foi efetuada no Laboratório de Nanocélulas Solares e Nanosensores da Universidade de Brasília do campus Gama.

Para a realização da ativação da bentonita, primeiramente, foi preparada uma solução saturada de carbonato de sódio (Na_2CO_3). Em um béquer, 150 gramas de carbonato de sódio foi dispersada em 500 ml de água destilada, visto que a solubilidade do carbonato de sódio é de 30 gramas por 100 ml de água. Em seguida, 10 gramas de bentonita foram dispersas na solução de carbonato de sódio, deixando-a sob agitação magnética durante 24 horas à temperatura ambiente.

Decorridas 24 horas de agitação, a solução foi deixada em repouso durante 24 horas a temperatura ambiente. Após este período, pôde-se observar a formação de uma fase precipitada e outra fase de suspensões na solução, como pode ser observado na Figura 16.

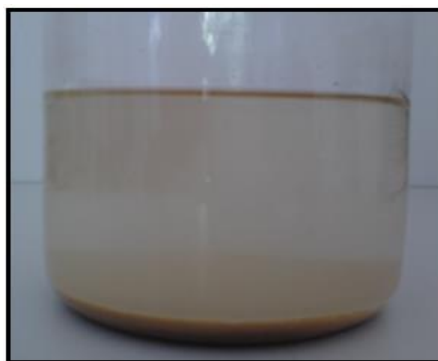


Figura 16 – Sobrenadantes Presentes na Solução após Agitação Magnética.

Os sobrenadantes presentes na solução foram aspirados por meio de uma pipeta. O novo volume da solução foi verificado. Com adição de água destilada, completou-se o volume de água que fora aspirado. Por mais uma vez, a solução foi deixada em repouso por 24 horas. Este procedimento repetiu-se até o momento em que não se verificasse mais sobrenadantes na solução. Foram necessárias duas aspirações de sobrenadantes até se obter uma solução límpida, como pode ser observado na Figura 17.

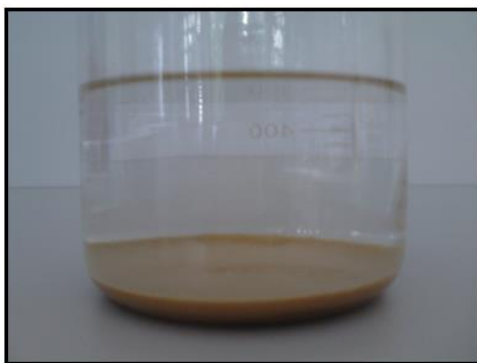


Figura 17 – Fase Líquida Límpida.

A solução límpida é então aspirada, restando apenas o material argiloso depositado do fundo do béquer, como apresentado na Figura 18. Após estes procedimentos, a argila bentonítica torna-se ativada, recebendo o nome de bentonita sódica. A argila ativada está pronta para ser utilizada como aditivo para a formulação do fluido de perfuração do Tipo C.



Figura 18 – Bentonita Ativada.

3.3 COMPOSIÇÃO QUÍMICA DO NANOADITIVO DA ARGILA BENTONÍTICA

Como o objetivo deste projeto é produzir nanoaditivos para fluidos de perfuração à base de argila bentonítica, será necessário o desenvolvimento, em escala nanométrica, dos principais componentes existentes na bentonita. A amostra de nanoaditivo produzida seguirá as mesmas proporções da bentonita norte americana de Fort Benton (Estado de Wyoming), a qual é considerada referência devido ao seu maior poder de expansão na presença de água em relação às outras bentonitas conhecidas.

Os constituintes da argila de Wyoming foram obtidos através da caracterização química realizada por Silva (2012), no laboratório de Caracterização Mineral do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará. O resultado da caracterização da argila norte americana está representado na Tabela 4.

Tabela 4 – Composição Química das Argilas de Fort Benton.**Fonte: Silva (2012).**

Constituintes	Composição (%)
SiO₂	66,77
Al₂O₃	18,53
Fe₂O₃	3,89
MgO	2,46
CaO	1,50
K₂O	0,48
Na₂O	2,66
MnO	-
TiO₂	0,15
P₂O₅	< 0,10

Pela análise dos constituintes das duas amostras de bentonita, observa-se que ambas são formadas basicamente por óxido de silício (SiO₂), óxido de alumínio (Al₂O₃) e óxido de ferro (Fe₂O₃). Por esta razão, os nanoaditivos à base de argila bentonítica serão produzidos pela síntese destes três óxidos, além do óxido de sódio (Na₂O), que terá como função promover maior expansão na bentonita produzida.

Para a produção do nanoaditivo de argila bentonítica, selecionaram-se as porcentagens dos quatro principais componentes da argila de Fort Benton, e efetuou-se os cálculos proporcionalmente destes componentes para a nova argila. A Tabela 5 apresenta a porcentagem dos óxidos utilizados para a síntese do nanoaditivo.

Tabela 5 - Composição Química do Nanoaditivo.

Constituintes	Composição (%)
SiO₂	72,69
Al₂O₃	20,17
Fe₂O₃	4,24
Na₂O	2,90

3.4 SÍNTESE DO NANOADITIVO DA ARGILA BENTONÍTICA POR MEIO DO MÉTODO DE PECHINI

O método dos precursores poliméricos consiste basicamente na formação de nanopartículas a partir de uma reação de esterificação. Os produtos originados através deste processo, conhecidos como poliésteres, são criados através da reação de um ácido policarboxílico com um poliólcool.

Comumente, os ácidos policarboxílicos utilizados são os citratos, enquanto os poliálcoois são representados pelo etilenoglicol.

Para a produção do citrato, o ácido cítrico reage com o sal metálico desejado, dando origem ao citrato metálico. A Figura 19 apresenta o processo que dá origem ao citrato metálico.

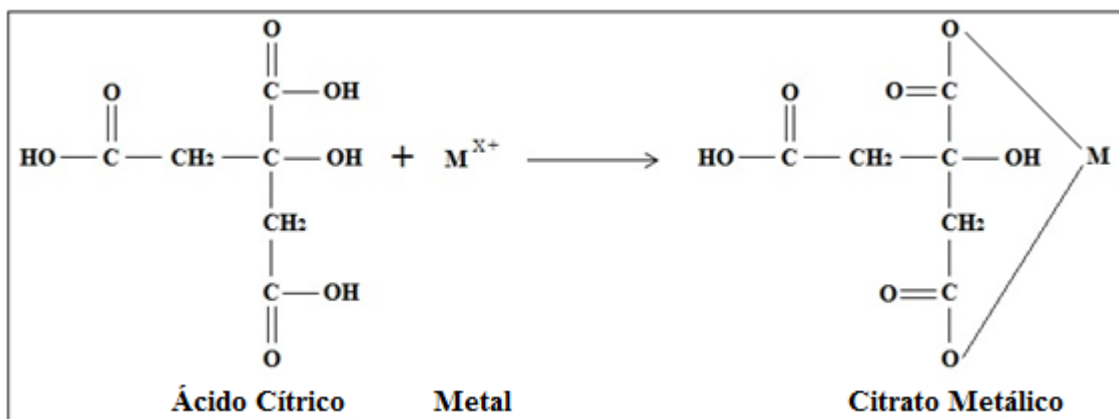


Figura 19 - Esquematização da Síntese de Citrato.

Já para a produção do precursor polimérico, utiliza-se o etilenoglicol, que interage com o ácido cítrico e com a sal metálico, formando uma espécie de resina viscosa e, muitas vezes, translúcida. A cor e a textura do precursor polimérico dependem do sal metálico empregado.

Alguns autores, como Falla (2004), certificam que a solubilização dos sais na solução ácida pode ser acelerada com a adição de uma solução de concentrada de 8 mL de ácido nítrico (HNO₃). A temperatura da mistura é elevada a 90°C a fim de que ocorra a oxidação de cátions, acarretando na total eliminação do dióxido de nitrogênio (NO₂) presente na mesma até que se forme o precursor polimérico.

A reação de polimerização, ou também denotada de esterificação, acontece quando a temperatura da solução se estabiliza em aproximadamente 100°C, formando o precursor polimérico. A reação de esterificação utilizada para a produção de nanopartículas por meio do Método de Pechini está representada pela Figura 20.

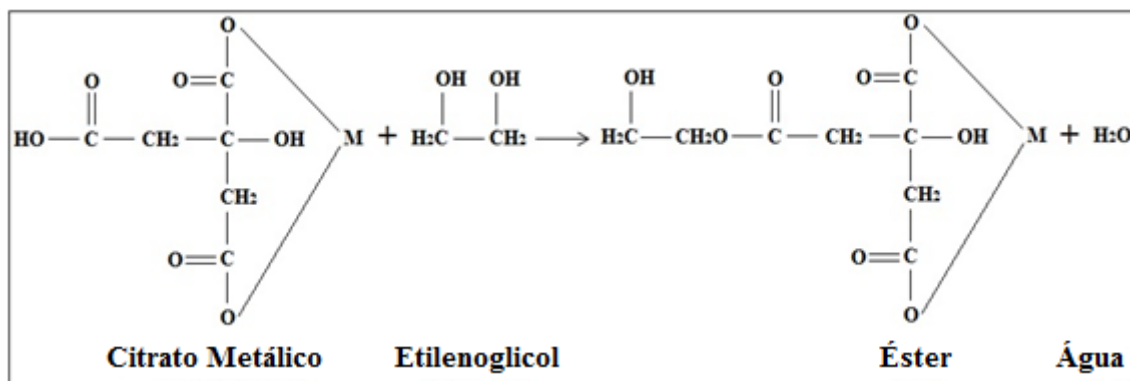


Figura 20 - Esquematização da Reação de Esterificação.

Depois de pronta, a amostra deve ser aquecida para dar início à fase de tratamento térmico, que envolve os processos de pirólise e calcinação.

A etapa que sucede a formação do precursor polimérico é a pirólise. Nesta fase, o precursor polimérico, ou resina, é aquecido, resultando em um material semelhante a uma espuma, originado pelo aprisionamento de gases como o monóxido de carbono (CO) e o dióxido de carbono (CO₂). A pirólise provoca a liberação de parte da matéria orgânica contida no precursor polimérico. O material pirolisado é desaglomerado por moagem e, quando necessário, coado em peneira de aproximadamente 200 mesh com o intuito de adquirir a granulometria conveniente para a produção das nanopartículas.

A última etapa do Método de Pechini fundamenta-se na calcinação do material moído após o procedimento de pirólise. No processo calcinação, o material polimérico é levado ao forno e aquecido a altas temperaturas. Durante a calcinação, ocorre a quebra das cadeias poliméricas no precursor polimérico e o restante do material orgânico presente é completamente eliminado da amostra, resultando no óxido esperado. Após este processo, os óxidos nanométricos estão prontos para o uso como aditivos para fluidos de perfuração. A síntese da nanobentonita foi realizada no Laboratório de Laboratório de Nanocélulas Solares e Nanosensores da Universidade de Brasília do campus Gama. Toda metodologia apresentada para a sintetização dos nano óxidos está esquematizada na Figura 21.

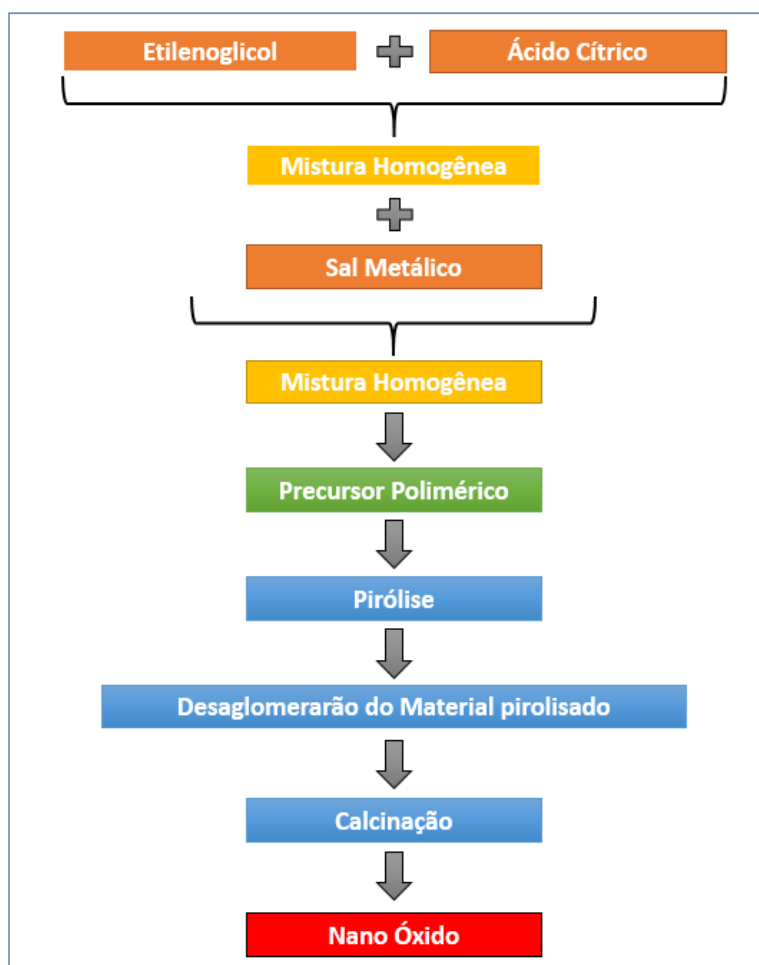


Figura 21 - Fluxograma da Síntese dos Nano Óxidos pelo Método de Pechini.

3.4.1 Formação do Nano Óxido de Silício

O precursor polimérico de silício produzido neste projeto foi baseado no estudo de Carreño (2002), sobre as propriedades catalíticas e magnéticas de nanopartículas de níquel dispersas em uma matriz mesoporosa de óxido de silício.

Para a produção da resina de silício, dissolveu-se o ácido cítrico em etilenoglicol sob agitação constante até se formar uma solução homogênea, controlando a temperatura em 65°C. A seguir, adicionou-se o tetraortosilicato de etila. A solução, ainda sob agitação, foi aquecida até 90°C, formando o precursor polimérico de silício, apresentado na Figura 22. A proporção em massa utilizada de etilenoglicol, ácido cítrico e tetraortosilicato de etila foi de 33,3%, 16,7% e 50%, respectivamente.



Figura 22 – Resina Polimérica de Silício.

O processo de tratamento térmico do precursor polimérico se iniciou com a pirólise, etapa na qual a resina foi aquecida até 150° por 4 horas. A taxa de aquecimento utilizada foi de 10°C por minuto. Após a pirólise, o material resultante foi desaglomerado em almofariz e aquecido novamente até uma temperatura de 800°C durante 15 horas para a ocorrência da calcinação. Após a calcinação, o material obtido apresentou grãos de tamanho aparentemente elevado. O material foi coado em peneira de 170 mesh, com a finalidade de se reduzir o tamanho dos grãos dos óxidos. Deste modo, formou-se o óxido de silício, que pode ser visualizado na Figura 23.



Figura 23 – Nano Óxido de Silício.

3.4.2 Formação do Nano Óxido de Alumínio

Para a produção do nano óxido de alumínio, seguiu-se o modelo adotado por Castro (2005), em seu trabalho sobre a influência de aditivos durante a transformação de fase gama-alfa da alumina.

Primeiramente, o ácido cítrico foi dissolvido em etilenoglicol sob agitação constante a uma temperatura de 70°C. Após a dissolução completa do ácido cítrico, acrescentou-se o nitrato de alumínio ainda sob agitação constante. A temperatura da solução foi elevada a 105°C, formando-se assim a resina de alumínio. A proporção em massa utilizada de etilenoglicol, ácido cítrico e nitrato de alumínio foi de 30%, 45% e 25%, respectivamente. A Figura 24 mostra o precursor polimérico de alumínio.



Figura 24 – Resina Polimérica de Alumínio.

Para dar início ao tratamento térmico, a resina polimérica foi pirolisada em uma mufla durante quatro horas a uma temperatura de 400°C, sendo adotada uma taxa de aquecimento de 10°C por minuto. O material obtido após o processo de pirólise foi desaglomerado em almofariz para e levado novamente à mufla para a realização do processo de calcinação. A calcinação ocorreu a 650°C durante um período de 15 horas, dando origem ao nano óxido de alumínio, representado na Figura 25.

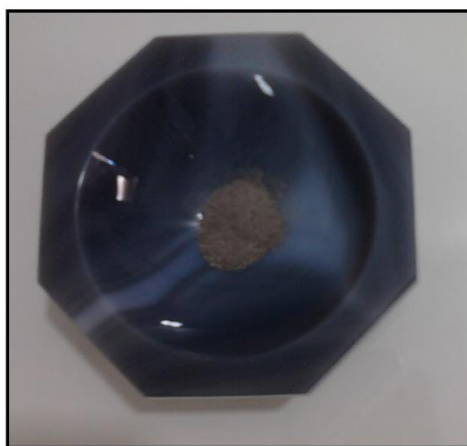


Figura 25 – Nano Óxido de Alumínio.

3.4.3 Formação do Nano Óxido de Ferro

O nano óxido de silício foi produzido de acordo com o trabalho publicado por Lanfredi (2008), em seu estudo sobre o comportamento elétrico a alta temperatura de termistor cerâmico alfa- Fe_2O_3 .

De início, formou-se uma solução de etilenoglicol com ácido cítrico. A solução foi posta sob agitação constante a uma temperatura de 75°C , e depois de se apresentar homogênea, adicionou-se o cloreto de ferro. A temperatura da solução, sob agitação, foi elevada para 110°C , formando o precursor polimérico de ferro. A proporção em massa utilizada de etilenoglicol, ácido cítrico e cloreto de ferro foi de 31,7%, 47,7% e 20,6%, respectivamente. A Figura 22 apresenta o precursor polimérico de ferro.



Figura 26 – Resina Polimérica de Ferro.

A pirólise foi realizada aquecendo-se o precursor polimérico de ferro durante 4 horas a 350°C , com uma taxa de aquecimento de 10°C por minuto. O material pirolisado foi desaglomerado e levado ao forno para o estágio de calcinação, sendo aquecido a uma temperatura de 750°C por um período de 15 horas. O material resultante da calcinação foi o nano óxido de ferro, que pode ser visto na Figura 27.

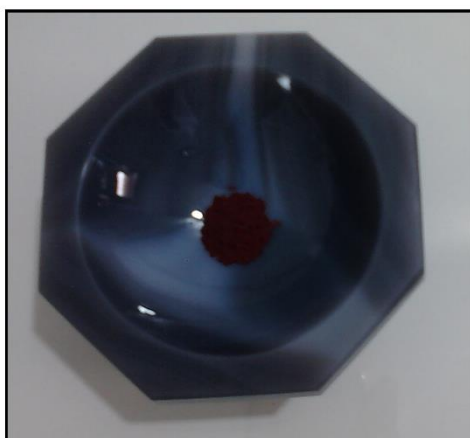


Figura 27 – Nano Óxido de Ferro.

3.4.4 Formação do Nano Óxido de Sódio

Pelo fato de não haver referências a respeito da síntese de nano óxido de silício, a mesma foi desenvolvida de forma experimental, sendo baseada nas formulações das sínteses que foram produzidas neste projeto.

O ácido cítrico foi dissolvido em etilenoglicol sob agitação constante a uma temperatura de 60°C. Quando a solução se tornou homogênea, ainda sob agitação, o carbonato de sódio foi acrescentado aos poucos até a solução adquirir um pH neutro. O potencial hidrogeniônico da solução foi medido com uma fita indicadora de pH a cada vez que o sal metálico era acrescentado. A temperatura da solução ao atingir o caráter neutro foi de 70°C. Após estes procedimentos, formou-se a resina polimérica de sódio. A proporção em massa utilizada de etilenoglicol, ácido cítrico e carbonato de sódio foi de 65,45%, 27,27% e 7,28%, respectivamente. A Figura 28 mostra o precursor polimérico de sódio.



Figura 28 – Resina Polimérica de Sódio.

O precursor polimérico de sódio foi levado à mufla para ser pirolisado a uma temperatura de 200°C durante 4 horas. A taxa de aquecimento foi de 10°C por minuto. Depois de pirolisado, o material foi desaglomerado e levado para a calcinação por um período de 15 horas a uma temperatura de 650°C, formando-se o nano óxido de sódio, apresentado na Figura 29.

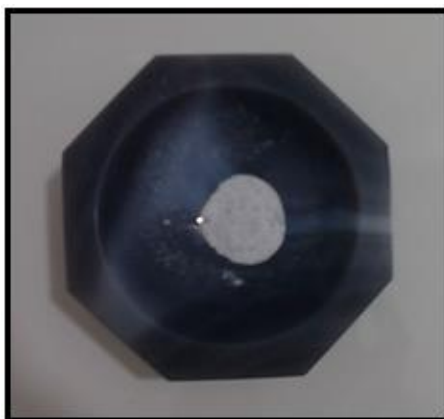


Figura 29 – Nano Óxido de Sódio.

3.4.5 Rendimento dos Nano Óxidos

Após a síntese dos óxidos, foi determinado o rendimento dos mesmos a partir da razão entre a quantidade de resina colocada para pirolisar e a quantidade de nano óxido gerada. O cálculo do rendimento permite verificar a quantidade de material a ser gasto durante o processo de síntese, a quantidade necessária das resinas para a formulação da nanobentonita de acordo com a porcentagem de cada componente e, por fim, a estimativa do tempo de produção dos nano óxidos. A Tabela 6 apresenta o rendimento dos quatro tipos de nano óxidos.

Tabela 6 – Rendimento da Síntese dos Nano Óxidos.

Componente	Quantidade de resina levada ao forno (g)	Quantidade de nano óxido gerado (g)	Rendimento (%)
Silício	20,40	0,69	3,38
Alumínio	19,85	0,96	4,8
Ferro	23,85	2,33	9,77
Sódio	30,42	0,68	2,24

3.4.6 Formação da Nanopartícula de Argila Bentonítica

Neste projeto, foram produzidas nanopartículas de argila bentonítica de duas vias diferentes. Na primeira via, chamada de modo convencional, o nanoaditivo de argila bentonítica foi formulado a partir da mistura dos principais componentes da bentonita, que são o óxido de silício (SiO_2), o óxido de alumínio (Al_2O_3) o óxido de ferro (Fe_2O_3) e o óxido de sódio (Na_2O). Os quatro tipos de nano óxidos produzidos foram misturados de acordo as proporções já citadas na Tabela 5, dando origem à bentonita em escala nanométrica.

No segundo modo, o nanoaditivo foi experimentalmente formulado não mais a partir dos nano óxidos produzidos, mas a partir das resinas poliméricas. As resinas foram misturadas de acordo com a proporção apresentada da Tabela 5, e a partir de então as mesmas foram levadas ao forno para os processos de pirólise e calcinação. Após o tratamento térmico, formou-se a nanopartícula de argila bentonítica pela segunda via.

Desta forma, foram criadas duas amostras de nanoaditivos, sendo uma amostra chamada de Nano-1, em que os quatro nano óxidos produzidos foram misturados, e outra amostra denominada Nano-2, a qual foi formulada misturando-se as quatro resinas poliméricas antes da etapa de pirólise. A intenção de se produzir nanobentonitas pelos dois métodos é verificar quais destas amostras apresenta o melhor resultado em relação às propriedades necessárias para conferir o poder viscosificante do fluido de perfuração.

Para a mistura das resinas, foi preciso, primeiramente, obter o rendimento dos quatro tipos de nano óxidos produzidos com o intuito de se determinar a quantidade necessária de cada resina para a formação

da nanobentonita com as porcentagens adequadas de seus componentes. Os rendimentos e a quantidade necessária de cada resina para a formação da nanobentonita a partir do segundo método estão listados na Tabela 7.

Tabela 7 – Quantidade de resina necessária para a produção da nanobentonita a partir do segundo método.

Nano Óxido	Rendimento (%)	Quantidade de resina (g)
Silício	3,38	261,12
Alumínio	4,8	50,67
Ferro	9,77	5,27
Sódio	2,24	15,76

Após determinadas as quantidades necessárias de cada resina para a produção da nanobentonita via segundo método (amostra Nano-2), misturaram-se as resinas de modo a formar uma única resina final, a qual foi levada ao forno para a realização dos processos de tratamento térmico. A resina final pode ser visualizada por meio da Figura 30.



Figura 30 – Nanobentonita formada a partir da mistura dos nano óxidos.

Para o tratamento térmico da resina final, consideraram-se os valores mais elevados das temperaturas adotadas durante a síntese dos nano óxidos via primeiro método. Esta condição foi realizada como tentativa de que todo o material orgânico contido na amostra fosse liberado. Sendo assim, a pirólise foi realizada a 400°C (temperatura de pirólise da resina de alumínio) por um período de quatro horas enquanto a calcinação aconteceu a 800°C (temperatura de calcinação da resina de silício) durante 15 horas. A taxa de aquecimento tanto da pirólise quanto da calcinação foi de 10°C por minuto.

Após a realização do processo tratamento térmico, o material obtido foi coado em peneira de 170 mesh com o intuito de adequar o tamanho das partículas da amostra Nano-2 ao valor desejado.

As duas amostras de nanopartículas de argila bentonítica sintetizadas estão apresentadas nas próximas figuras. A amostra Nano-1, sintetizada a partir da mistura dos quatro tipos de óxidos, apresentou uma cor acinzentada, como pode ser visto por meio da Figura 31.



Figura 31 – Bentonita formada a partir da mistura dos nano óxidos.

A amostra Nano-2, referente à mistura dos quatro tipos de resinas, está apresentada na Figura 32. Pode-se observar que esta amostra de bentonita obteve uma coloração mais parecida com a amostra de bentonita fornecida pela empresa Bentonisa – Bentonita do Nordeste S. A., além desta se apresentar bem mais clara em relação à amostra Nano-1.



Figura 32 – Bentonita formada a partir da mistura das resinas.

Visualmente, foi possível perceber que as partículas da amostra Nano-1 apresentaram-se mais dispersas e obtiveram tamanho de grãos maiores em relação às partículas da amostra Nano-2.

3.5 CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS DE NANO ADITIVOS

3.5.1 Espectrometria por Fluorescência de Raios X (FRX)

A análise de fluorescência de raios X é uma técnica analítica que permite a obtenção de informações tanto qualitativas quanto quantitativas a respeito da composição elementar da amostra em estudo. Esta técnica se fundamenta da seguinte maneira. Quando a amostra de um material é irradiada com raios X, os constituintes dos átomos das amostras se ionizam e, ao retornarem ao estado fundamental, liberam radiação por meio de fótons. Cada constituinte da amostra libera uma radiação específica, sendo possível, através da análise do espectro, identificar e quantificar os constituintes da amostra (Cunha et al., 2004).

O processo de espectrometria de fluorescência de raios X foi realizado no Laboratório de Central Analítica do Instituto de Química da Universidade de Brasília do campus Darcy Ribeiro, por meio do espectrômetro de fluorescência de raios X por energia dispersiva da marca Shimadzu, modelo EDX-720.

As amostras de bentonitas foram submetidas a análises em câmara à vácuo, a uma tensão de 50 kV, sendo que o tamanho do colimador utilizado foi de 10 mm.

3.5.2 Espectroscopia por Dispersão em Energia (EDS)

A técnica de espectroscopia por dispersão em energia é um recurso que possibilita a análise da composição química do material estudado, seja ela quantitativa ou qualitativa. O funcionamento desta análise baseia-se na coleta de raios X emitidos pela amostra do material estudado por um detector semicondutor, que por sua vez, emite um sinal proporcional à energia liberada pelos fótons de raios X incidentes. O sinal produzido é amplificado e encaminhado até um analisador, onde são acumuladas as contagens equivalentes à energia do fóton processado. Esta contagem de fótons é proporcional a cada elemento presente na amostra. O espectro da amostra é originado pela energia dos fótons em função do número de fótons recebidos pelo determinado elemento, o que possibilita a identificação dos constituintes, em proporção atômica ou em massa, do material estudado (Neckel, 2009).

O processo de espectroscopia por dispersão em energia foi realizado no Laboratório Microscopia Eletrônica de Varredura, localizado no Instituto de Biologia da Universidade de Brasília do campus Darcy Ribeiro. O aparelho utilizado para esta caracterização foi o microscópio eletrônico de varredura, da marca JEOL, modelo JSM-700F.

As amostras foram pulverizadas em uma fita adesiva de carbono dupla face e, em seguida, metalizadas com ouro através de um evaporador à vácuo. As amostras foram então levadas ao microscópio eletrônico de varredura para a formação do vácuo. Os espectros foram coletados a um potencial de aceleração de 15 kV.

3.5.3 Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV)

Com a técnica da microscopia eletrônica de varredura é possível analisar a textura e a topografia das superfícies das partículas, obtendo dados importantes para a caracterização do material, como o tamanho e a morfologia. O funcionamento do microscópio eletrônico de varredura fundamenta-se na emissão de um feixe de elétrons que, devido a uma diferença de potencial, acelera os elétrons até a superfície da amostra, o que resulta na emissão de raios x característicos que são captados por detectores, sendo possível a determinação de micrografias e composição da amostra. (Maliska, 2005).

Esta caracterização foi realizada por meio do microscópio eletrônico de varredura, da marca JEOL, modelo JSM-700F, disponível no Laboratório Microscopia Eletrônica de Varredura, localizado no Instituto de Biologia da Universidade de Brasília do campus Darcy Ribeiro.

As amostras dos óxidos e das argilas bentoníticas sintetizadas foram aderidas em uma fita adesiva de carbono dupla face para a realização do processo de metalização com ouro em um evaporador à vácuo. Logo após, as amostras foram colocadas no microscópio eletrônico de varredura até se formar vácuo no local onde as mesmas se encontravam. O processo de microscopia foi realizado a uma tensão de 15 kV e uma corrente de 50 pA.

3.6 FORMULAÇÃO DAS LAMAS

A preparação das amostras dos fluidos de perfuração produzidos neste projeto foi baseada na norma N-2605 da Petrobras (1988) e nos estudos realizados por Farias et al. (2009).

Os fluidos de perfuração foram preparados por meio do misturador mecânico Hamilton Beach modelo N936, conforme descrito pela norma N-2605 da Petrobras (1988). O misturador mecânico utilizado se encontra no Laboratório de Fluidos de Perfuração da Universidade de Brasília do campus Gama, e pode ser visto através da Figura 33.



Figura 33 – Misturador Mecânico Hamilton Beach.

Os aditivos SM 2000, Celutrol ADS, Barrilha Leve, SM HIB, SM BAC GREEN e SM SEAL utilizados neste projeto são mostrados na Figura 34. Estes aditivos foram fornecidos pela empresa System Mud – Fluidos de Perfuração, localizada na cidade de Itajaí, em Santa Catarina.



Figura 34 – Aditivos fornecidos pela empresa System Mud.

De acordo com a norma N-2605 da Petrobras (1988), a quantidade necessária de bentonita para a formulação de fluidos de perfuração à base de água é de 24,3 g. Este é o valor especificado para a condição em que a bentonita se encontra ativada. Como as amostras das nanobentonitas e da bentonita deste projeto foram formuladas para que aconteça o processo de ativação, a quantidade de bentonita utilizada para a preparação dos fluidos do tipo A, B, e C foi de 24,3 gramas.

Para a formulação dos fluidos de perfuração, primeiramente colocou-se 350 ml de água destilada no copo do misturador mecânico. Em seguida, ligou-se o misturador a uma agitação de 13.000 rpm. Os aditivos foram adicionados, um a um, na ordem apresentada na Tabela 8 no copo do misturador sob agitação. Após dois minutos, a agitação foi interrompida para a raspagem do material aderido no copo do misturador. Logo a seguir, o agitador foi religado a 19.000 rpm até completar 20 minutos de agitação. Após este período, o fluido permaneceu 24 horas em repouso a temperatura ambiente em um recipiente fechado. Estes procedimentos foram utilizados para a formulação dos quatro tipos de fluidos produzidos neste projeto.

Para a formulação da lama do tipo D, foram empregados apenas os aditivos industriais, enquanto que para as lamas dos tipos A, B e C, além dos aditivos industriais, foi adicionada a argila bentonítica especificada para cada tipo de fluido.

Cabe ressaltar que não havia a quantidade necessária do aditivo selante SM SEAL recomendada por Farias et al. (2009), que era no mínimo de 15 g para cada fluido. Desta forma, foram utilizados 8 g deste aditivo para cada fluido.

A Tabela 8 apresenta os aditivos utilizados na formulação dos quatro tipos de fluidos de perfuração, sendo que os oito primeiros aditivos são comuns para todos os fluidos, o aditivo nomeado de amostra Nano-1 (argila sintetizada pela mistura dos óxidos) é constituinte da lama de tipo A, o aditivo nomeado

de amostra Nano-2 (argila sintetizada pela mistura das resinas) é constituinte da lama de tipo B e por fim, a bentonita ativada é o constituinte argiloso da lama de tipo C.

Tabela 8 – Aditivos empregados na Formulação das Lamas.

Tipo de Fluido	Ordem	Aditivo	Função	Concentração (g)
A, B, C, D	1°	Silicone	Antiespumante	0,33
A, B, C, D	2°	SM 2000	Viscosificante	1,6
A, B, C, D	3°	Celutrol ADS	Redutor de Filtrado	3
A, B, C, D	4°	Barrilha Leve	Controlador de pH	1
A, B, C, D	5°	SM HIB	Inibidor de Argila Expansiva	12
A, B, C, D	6°	SM BAC GREEN	Bactericida	0,7
A, B, C, D	7°	Glicerina	Lubrificante	5,25
A, B, C, D	8°	SM SEAL	Selante	8
A	9°	Amostra Nano-1	Viscosificante e Agente Tixotrópico	24,3
B	9°	Amostra Nano-2	Viscosificante e Agente Tixotrópico	24,3
C	9°	Bentonita Ativada	Viscosificante e Agente Tixotrópico	24,3

O fluido de perfuração do tipo A, formulado a partir da mistura dos quatro óxidos sintetizados apresentou um aspecto bem homogêneo, além de uma coloração avermelhada, como pode ser visto por meio da Figura 35.



Figura 35 – Fluido de Perfuração do Tipo A.

Por meio da Figura 36 pode-se observar o fluido de perfuração do tipo B, que contém a amostra de argila bentonítica sintetizada a partir da mistura das resinas poliméricas, além dos aditivos industriais. O fluido do tipo B obteve uma coloração acinzentada e pôde-se observar a presença de algumas partículas não dispersas decantadas no fundo do béquer.



Figura 36 – Fluido de Perfuração do Tipo B.

O fluido de perfuração contendo a bentonita ativada junto com os demais aditivos está representado pela Figura 37. O fluido de perfuração do tipo C, que obteve uma coloração marrom, apresentou uma consistência um pouco mais rígida se comparado aos demais fluidos produzidos.



Figura 37 – Fluido de Perfuração do Tipo C.

Por fim, a Figura 38 mostra o fluido de perfuração do tipo D, formulado apenas com os aditivos industriais, ou seja, sem a argila bentonítica. Dos quatro tipos de lamas formuladas, o fluido do tipo D foi o que apresentou a consistência menos gelatinosa. Este fluido obteve uma coloração azulada.

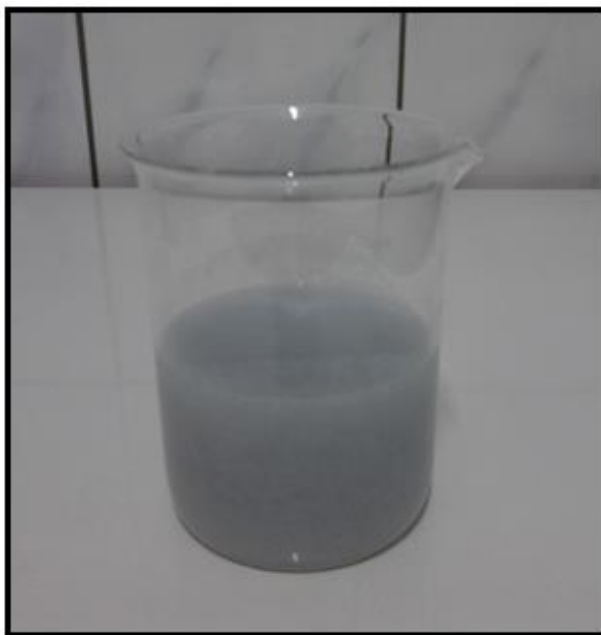


Figura 38 – Fluido de Perfuração do Tipo D.

3.7 DETERMINAÇÃO EXPERIMENTAL DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS

As propriedades reológicas viscosidade aparente e viscosidade plástica dos fluidos de perfuração, são determinadas conforme os procedimentos e equações descritas pela norma N-2605 da Petrobras (1998). O viscosímetro Fann, modelo 35 A, foi empregado para a realização medição das viscosidades. Este aparelho se encontra no Laboratório de Fluidos de Perfuração da Universidade de Brasília do campus Gama, como pode ser visto na Figura 39.



Figura 39 – Viscosímetro Fann modelo 35 A.

Os valores do limite de escoamento e da força gel dos fluidos de perfuração são determinados segundo os procedimentos especificados por Farias et al. (2009).

O modelo de viscosímetro utilizado para a medição das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração desenvolvidos no projeto possui o seguinte princípio de funcionamento: a uma velocidade de rotação selecionada, um cilindro externo (rotor) gira concentricamente a um cilindro interno, também chamado de bob, que permanece fixo. Quando o viscosímetro está em funcionamento com o fluido de perfuração entre os cilindros, o cisalhamento do fluido é repassado ao cilindro interno, que sofre uma força de arraste devido à velocidade de fluxo e à viscosidade do fluido. Um ponteiro ligado à mola de torção acoplada ao cilindro interno detecta a deformação angular produzida em relação à velocidade de rotação do equipamento. Este ponteiro indica a deformação da mola medida em graus no visor do viscosímetro. A esquematização geral do funcionamento do viscosímetro é mostrada na Figura 40.

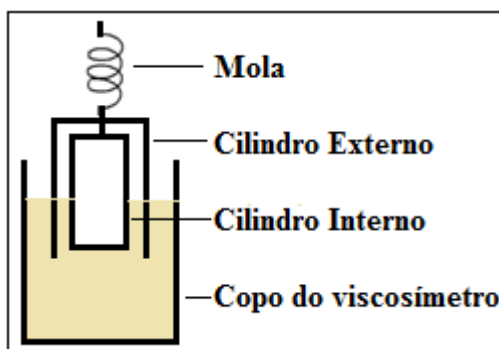


Figura 40 – Esquema geral do viscosímetro Fann 35 A.

Já o volume de filtrado é determinado segundo as normas N-2605 da Petrobras (1998) e Recommended Practice 13B do American Petroleum Institute (2011). A medição do filtrado foi realizada através do filtro prensa Fann, nº 300, movido a ar comprimido, o qual está apresentado na Figura 41. O filtro prensa está localizado no Laboratório de Fluidos de Perfuração da Universidade de Brasília do campus Gama.



Figura 41 – Filtro Prensa Fann nº 300.

3.7.1 Parâmetros Reológicos para Fluidos de Perfuração à Base d'Água

3.7.1.1 Determinação da Viscosidade Aparente (VA)

Para a medição da viscosidade aparente, fez-se a leitura do fluido em viscosímetro a 600 rpm após o período de dois minutos. A viscosidade aparente é dada pela divisão do valor encontrado pela leitura do viscosímetro dividido por dois, conforme a Equação (4). A unidade da viscosidade aparente é dada em centipoise (cP).

$$VA = \frac{L_{600}}{2} \quad (4)$$

Onde:

VA é a viscosidade aparente;

L_{600} é a leitura do viscosímetro a 600 rpm.

3.7.1.2 Determinação da Viscosidade Plástica (VP)

Após a leitura a 600 rpm, mudou-se a velocidade do viscosímetro imediatamente para 300 rpm. Passados 15 segundos de agitação nesta nova condição, realizou-se a leitura. A viscosidade plástica é então medida pela diferença da leitura do fluido em viscosímetro a 600 e 300 rpm, como é mostrado na Equação (5). A unidade da viscosidade plástica também é dada em centipoise (cP).

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (5)$$

Onde:

VP é a viscosidade plástica;

L_{600} é a leitura do viscosímetro a 600 rpm;

L_{300} é a leitura do viscosímetro a 300 rpm.

3.7.1.3 Determinação do Limite de Escoamento (LE)

O limite de escoamento é dado pela diferença entre o valor da leitura do viscosímetro a 300 rpm e o valor da viscosidade plástica encontrada. A Equação (6) mostra a fórmula para o limite de escoamento. A unidade do limite de escoamento é dada em Pascal (N/m²).

$$LE = L_{300} - VP \quad (6)$$

Onde:

LE é o limite de escoamento;

L_{300} é a leitura do viscosímetro a 300 rpm;

VP é a viscosidade plástica.

3.7.1.4 Determinação da Força Gel (FG)

A força gel é uma propriedade determinada pela diferença entre a força gel final e a força gel inicial. Para a determinação da força gel inicial, o fluido de perfuração foi primeiramente colocado no viscosímetro a 600 rpm durante 15 segundos. Após este procedimento, o fluido foi deixado em repouso por 10 segundos. Logo em seguida, ligou-se o viscosímetro na velocidade de 3 rpm e fez-se a leitura da força gel inicial. Após este procedimento, deixou-se o fluido em repouso por um período de 10 minutos. Posteriormente, o viscosímetro foi ligado a 3 rpm e efetuou-se a leitura, determinando o valor da força gel final. A força gel está representada pela Equação (7), sendo que seu valor é dado em lbf/100ft².

$$FG = FG_F - FG_I \quad (7)$$

Onde:

FG é a força gel;

FG_F é a força gel final;

FG_I é a força gel inicial.

3.7.1.5 Determinação do Volume de Filtrado (VF)

Para se obter o volume de filtrado, primeiramente conectou-se o compressor de ar com o filtro prensa através de uma mangueira. Durante a montagem dos componentes da prensa para realização do ensaio, uma folha de papel filtro Whatman número 50 foi colocada na parte inferior do copo do filtro prensa. O fluido de perfuração foi então reagitado no misturador por um período de um minuto a uma velocidade de 20000 rpm. Depois de reagitado, o fluido foi colocado no copo do filtro prensa. Desta forma, aplicou-se uma pressão de 100 psi no fluido, a qual atingiu este valor em um intervalo menor do que 30 segundos.

O valor da pressão aplicada foi mantido constante. A partir do momento em que se iniciou a aplicação da pressão, o filtrado foi recolhido em uma proveta durante 30 minutos. Decorrido este intervalo, o volume de filtrado foi anotado e expressado como filtrado de acordo com a norma API 13B.

O ensaio para a determinação do volume de filtrado dos fluidos formulados no projeto pode ser visualizado por meio da Figura 42.



Figura 42 – Ensaio do volume de filtrado dos fluidos de perfuração.

3.8 DETERMINAÇÃO DAS CURVAS DE FLUXO

Para a plotagem das curvas de fluxo dos fluidos de perfuração produzidos no projeto, foram seguidos os procedimentos descritos pela norma N-2605 da Petrobras. A curva de fluxo é um gráfico que permite a análise do comportamento da tensão de cisalhamento do fluido (por meio do eixo das ordenadas) em função da taxa de cisalhamento aplicada (por meio do eixo das abscissas).

A tensão de cisalhamento é obtida pelo produto de cada leitura indicada no viscosímetro por 0,51, conforme a Equação (8).

$$\tau = 0,51 \times L \quad (8)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento (Pa) e L é a leitura indicada no viscosímetro.

Já a taxa de cisalhamento é obtida multiplicando-se cada velocidade utilizada para a realização da leitura no viscosímetro por 1,703. A determinação da taxa de cisalhamento é efetuada de acordo com a Equação (9).

$$\gamma = 1,703 \times V_{rpm} \quad (9)$$

Onde γ é a taxa de cisalhamento (s^{-1}) e V_{rpm} é a velocidade de agitação do fluido durante o ensaio reológico no viscosímetro (rpm).

O gráfico da curva de fluxo para um fluido não newtoniano, como os fluidos de perfuração, pode ser observado através da Figura 43.

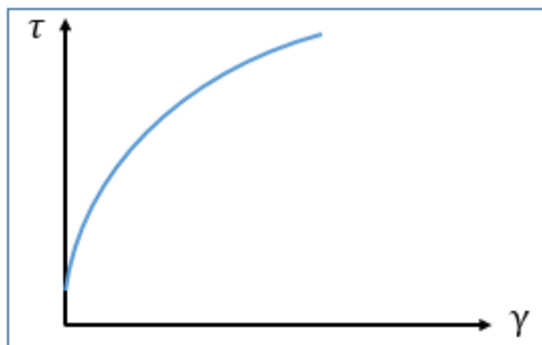


Figura 43 – Curva de Fluxo para Fluidos de Perfuração.

3.9 DETERMINAÇÃO DO ÍNDICE DE CONSISTÊNCIA E DO ÍNDICE DE COMPORTAMENTO DE FLUXO

O índice de consistência (K) e o índice de comportamento de fluxo (n) são determinados conforme a norma N-2605 da Petrobras. Por meio do gráfico da curva de fluxo do fluido de perfuração, plota-se uma reta ajustada pelo método dos mínimos quadrados. O índice de comportamento de fluxo (n) é representado pelo coeficiente angular da reta de mínimos quadrados, enquanto que o índice de consistência (K) é calculado pela Equação (10).

$$K = e^b \times 1000 \quad (10)$$

Onde K é índice de consistência e b o coeficiente linear da reta de mínimos quadrados.

4 RESULTADOS E ANÁLISES

4.1 FLUORESCÊNCIA DE RAIOS-X

O resultado da análise de fluorescência de raios X da amostra de nanobentonita sintetizada a partir da mistura dos óxidos está apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Constituintes da amostra Nano-1.

Constituintes	Composição da Amostra Nano-1 (%)	Composição Desejada (%)
SiO₂	76,829	72,69
Al₂O₃	14,535	20,17
Fe₂O₃	8,281	4,24
Na₂O	0,000	2,90
SnO₂	0,355	-

Pela análise da Tabela 9, observa-se que a amostra Nano-1 apresentou resultados relativamente próximos em relação aos óxidos de silício e de alumínio. Já o óxido de ferro apresentou uma discrepância de aproximadamente 50% a mais em relação a quantidade desejada. O óxido de sódio não foi detectado pela análise de fluorescência de raios X. Este fato pode ser explicado pela baixa quantidade do óxido de sódio resultante na amostra. Uma impureza, o óxido de estanho, foi detectada em pequena quantidade pela análise de fluorescência de raios X. Tal impureza se deve pelo fato da contaminação das amostras dos óxidos durante o processo de aquecimento das mesmas no forno (pirólise e calcinação), já que o forno também é utilizado para síntese de óxido de estanho além de outros óxidos em demais projetos. Apesar da ausência do óxido de sódio e da verificação do óxido de estanho, pode-se concluir que a amostra Nano-1 é capaz de representar a argila bentonítica com seus principais constituintes com variações na concentração dos mesmos.

Já o resultado da análise de fluorescência de raios X da amostra de bentonita sintetizada a partir da mistura das resinas poliméricas pode ser visualizado por meio da Tabela 10.

Tabela 10 - Constituintes da amostra Nano-2.

Constituintes	Composição da Amostra Nano-2 (%)	Composição Desejada (%)
SiO₂	90,842	72,69
Al₂O₃	6,931	20,17
Fe₂O₃	2,227	4,24
Na₂O	0,000	2,90

A análise da Tabela 10 permite observar que a amostra de argila bentonítica sintetizada a partir da mistura das resinas poliméricas apresentou discrepâncias bastante elevadas das quantidades de cada componente em relação a composição desejada. Como ocorrido na amostra Nano-1, o óxido de sódio também não foi detectado na análise de fluorescência de raios X da amostra Nano-2 devido a resolução do equipamento. A amostra Nano-2, que foi sintetizada a partir mistura das resinas para realização dos processos de tratamento térmico, não apresentou bons resultados já que foi desenvolvida de forma experimental, sendo que as temperaturas de pirólise e de calcinação adotadas, além dos rendimentos calculados, não foram capazes de produzir uma amostra com composição mais adequada em relação à amostra de referência.

4.2 ESPECTROSCOPIA POR DISPERSÃO EM ENERGIA

Os resultados das análises de espectroscopia por dispersão em energia estão apresentados nas próximas figuras. Foram realizadas análises dos quatro tipos de óxidos produzidos, além das duas amostras de bentonita sintetizadas. Em todos os espectrogramas a seguir, pode-se observar a presença do elemento carbono, além um pico de energia na faixa de 2 keV. A presença do elemento carbono se deve pelo contato dos óxidos com a fita adesiva de carbono onde o material é depositado. Já o pico de energia na faixa de 2 keV é justificado pelo processo de metalização com ouro das amostras dos óxidos.

O espectrograma por dispersão em energia da amostra de óxido de silício está representado pela Figura 44. Observa-se que a amostra obteve os picos que representam os elementos silício e oxigênio, conforme o esperado.

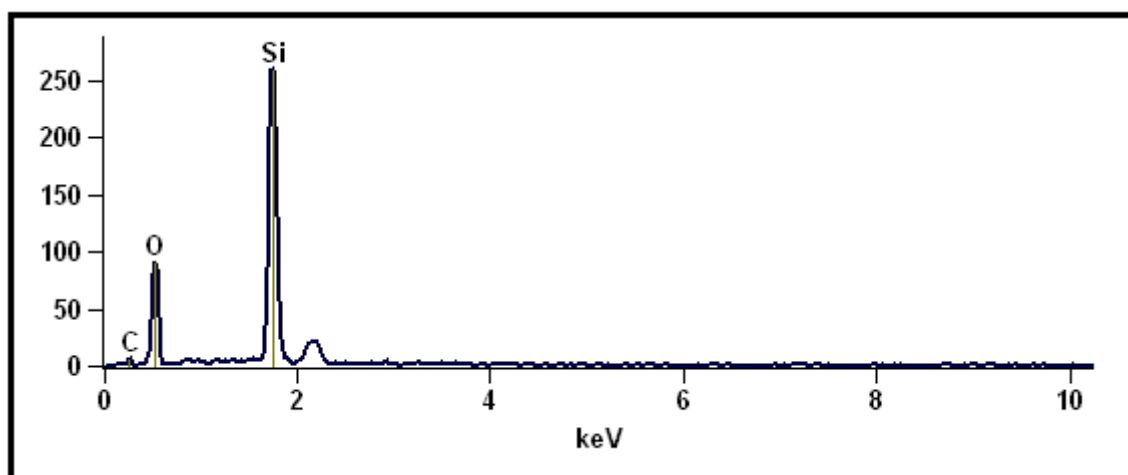


Figura 44 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de silício.

A análise quantitativa obtida pela espectroscopia por dispersão em energia da amostra detectou que o óxido de silício é composto por 40,0806% de oxigênio e por 59,9194% de silício.

O óxido de alumínio apresentou, conforme o esperado, os elementos oxigênio e alumínio, como pode ser visto na Figura 45, pela qual pode-se observar os picos bem definidos dos componentes que representam o óxido de alumínio, além de um baixíssimo nível de ruído.

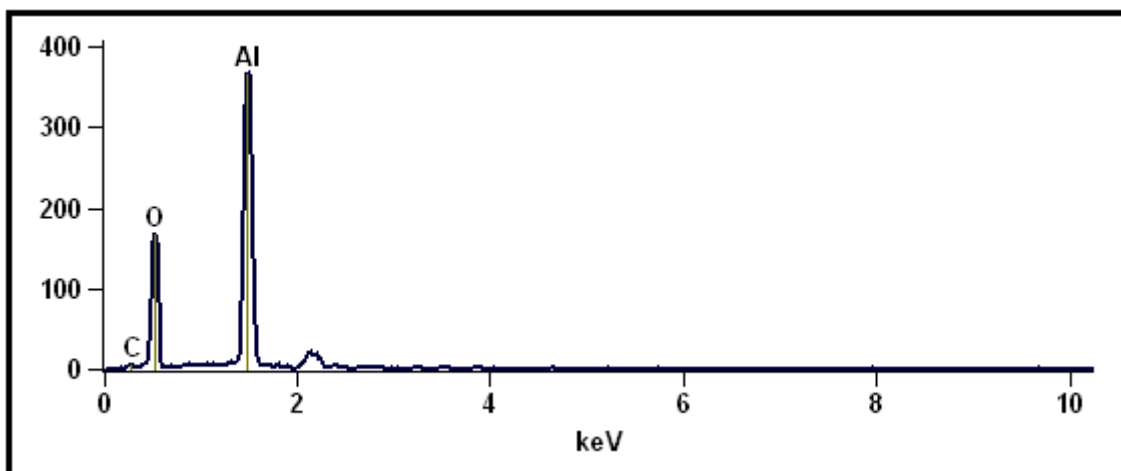


Figura 45 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de alumínio.

De acordo com a análise quantitativa constata pela espectroscopia por dispersão em energia, o óxido de alumínio possui em sua composição 44,32283% de oxigênio e 55,67717% de alumínio.

De acordo com o espectrograma da amostra de óxido de ferro, mostrado na Figura 46, verifica-se a presença de três picos do elemento ferro em seus diferentes níveis energéticos, além de um pico que representa o oxigênio.

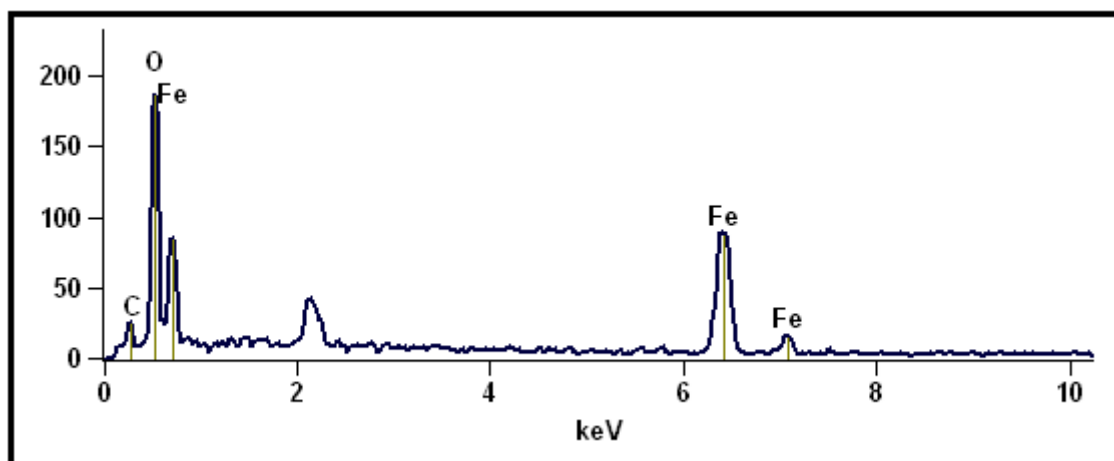


Figura 46 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de ferro.

A composição da amostra de óxido de ferro obteve, segundo a análise quantitativa da espectroscopia por dispersão em energia, 18,91177% de oxigênio e 81,07823% de ferro.

A espectroscopia por dispersão em energia do óxido de sódio pode ser vista pela Figura 47. É possível identificar claramente os elementos sódio e oxigênio, como esperado.

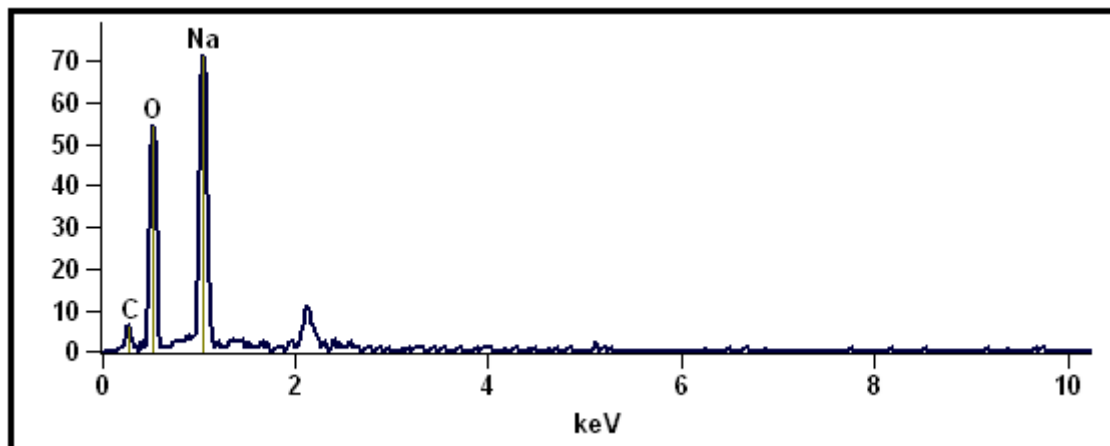


Figura 47 – Espectrograma por absorção em energia do óxido de sódio.

Os valores encontrados por meio da análise quantitativa indicados pela espectroscopia por absorção em energia para os constituintes da amostra são de 48,63323% para o oxigênio e 51,36677% para o sódio.

Por meio do espectrograma por dispersão em energia da amostra de bentonita Nano-1, verifica-se que a amostra apresentou corretamente os elementos oxigênio, silício, alumínio, ferro e sódio, como desejado. O resultado é mostrado pela Figura 48.

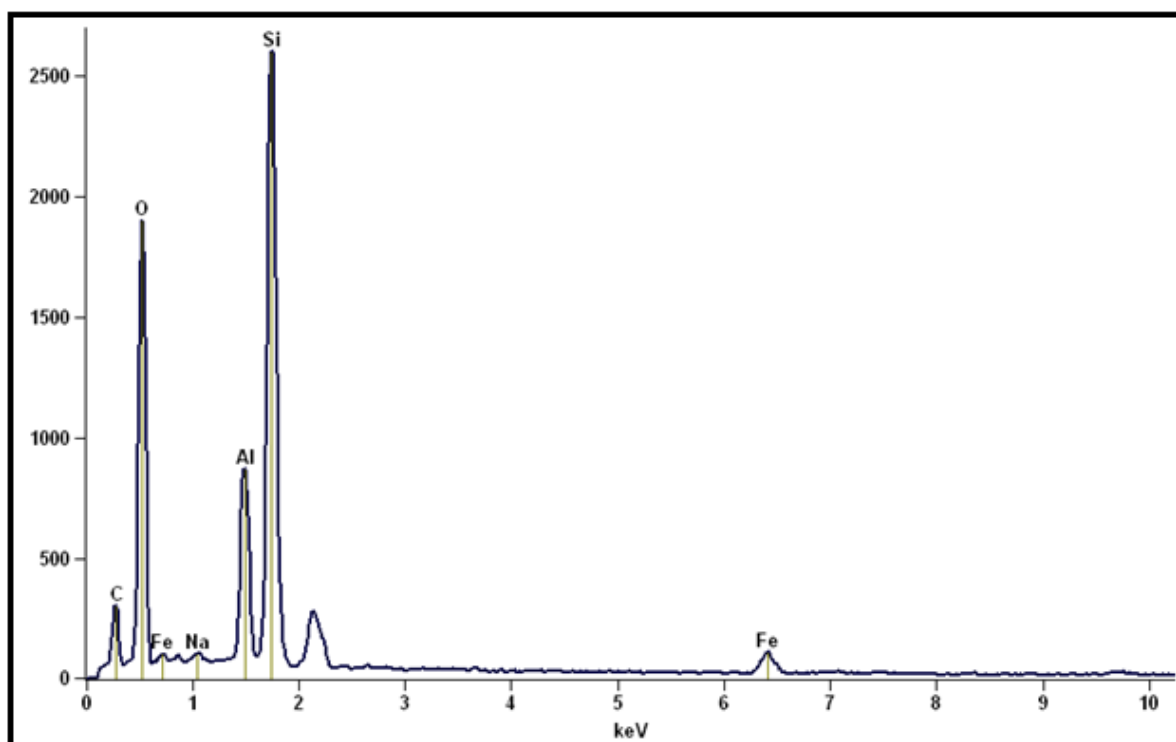


Figura 48 – Espectrograma por absorção em energia da amostra Nano-1.

A análise quantitativa identificada pela espectroscopia por dispersão em energia da amostra Nano-1 indicou os seguintes valores em sua composição: 40,05943% para o oxigênio, 37,10665% para o silício, 9,744186% para o alumínio, 12,28139% para o ferro e 0,798345 para o sódio.

O espectrograma por dispersão em energia da amostra de bentonita Nano-2 está apresentado através da Figura 49. Os quatro principais componentes da bentonita foram identificados pela análise do espectrograma. Em relação ao espectro da amostra Nano-1, verifica-se que a amostra Nano-2 necessitou de um número de fótons bem mais baixo para a realização da caracterização.

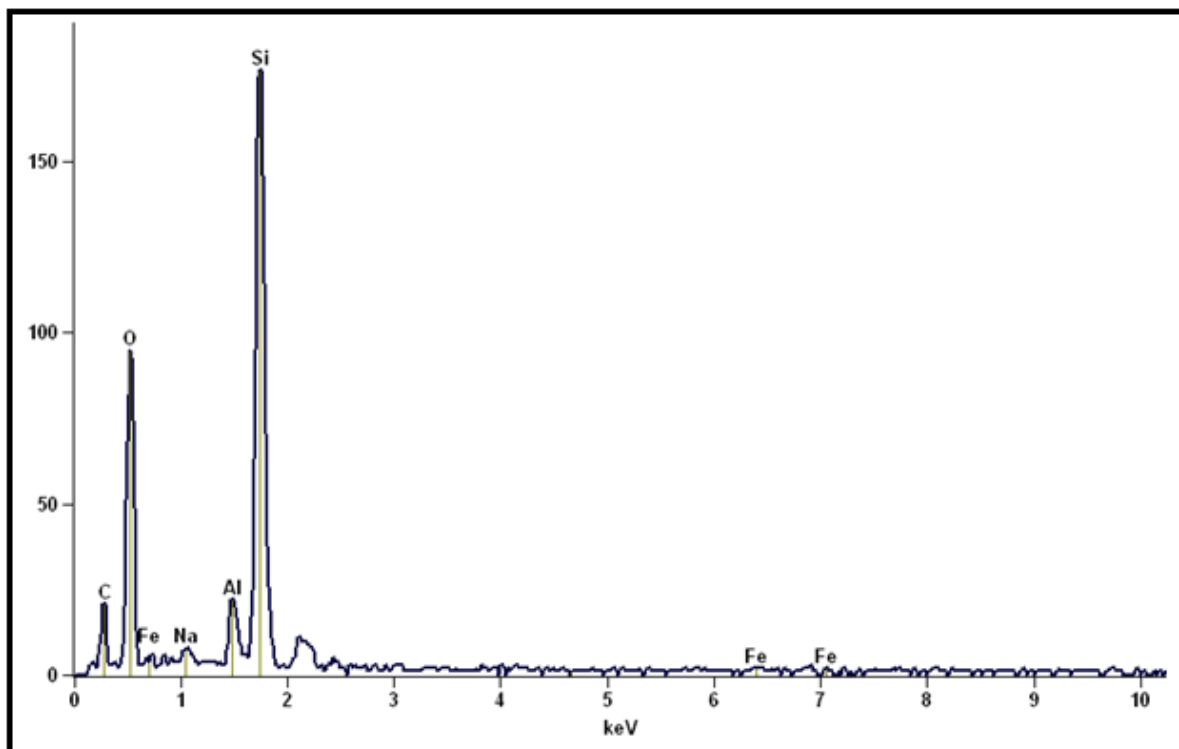


Figura 49 – Espectrograma por absorção em energia da amostra Nano-2.

Para a amostra de bentonita Nano-2, foi detectado por meio da análise quantitativa de espectroscopia por dispersão em energia que esta possui a seguinte composição: 43,94593% de oxigênio, 47,6488% de silício, 4,418446% de alumínio, 3,112222% de ferro e 0,874602 de sódio.

4.3 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA

A caracterização por microscopia eletrônica de varredura possibilitou a avaliação da morfologia das amostras bem como a averiguação do tamanho de suas partículas. Cabe ressaltar que uma partícula em escala nanométrica deve ter no mínimo uma de suas dimensões menor do que 100 nm. Neste projeto, foram realizadas micrografias das quatro amostras dos óxidos produzidos (óxidos de silício, alumínio, ferro e sódio), além das duas amostras de argila sintetizadas (amostras Nano-1 e Nano-2).

Primeiramente, foram tiradas micrografias de todas as amostras com uma aproximação de 30 vezes para comparar o tamanho e a morfologia das mesmas, como pode ser observado na Figura 50.

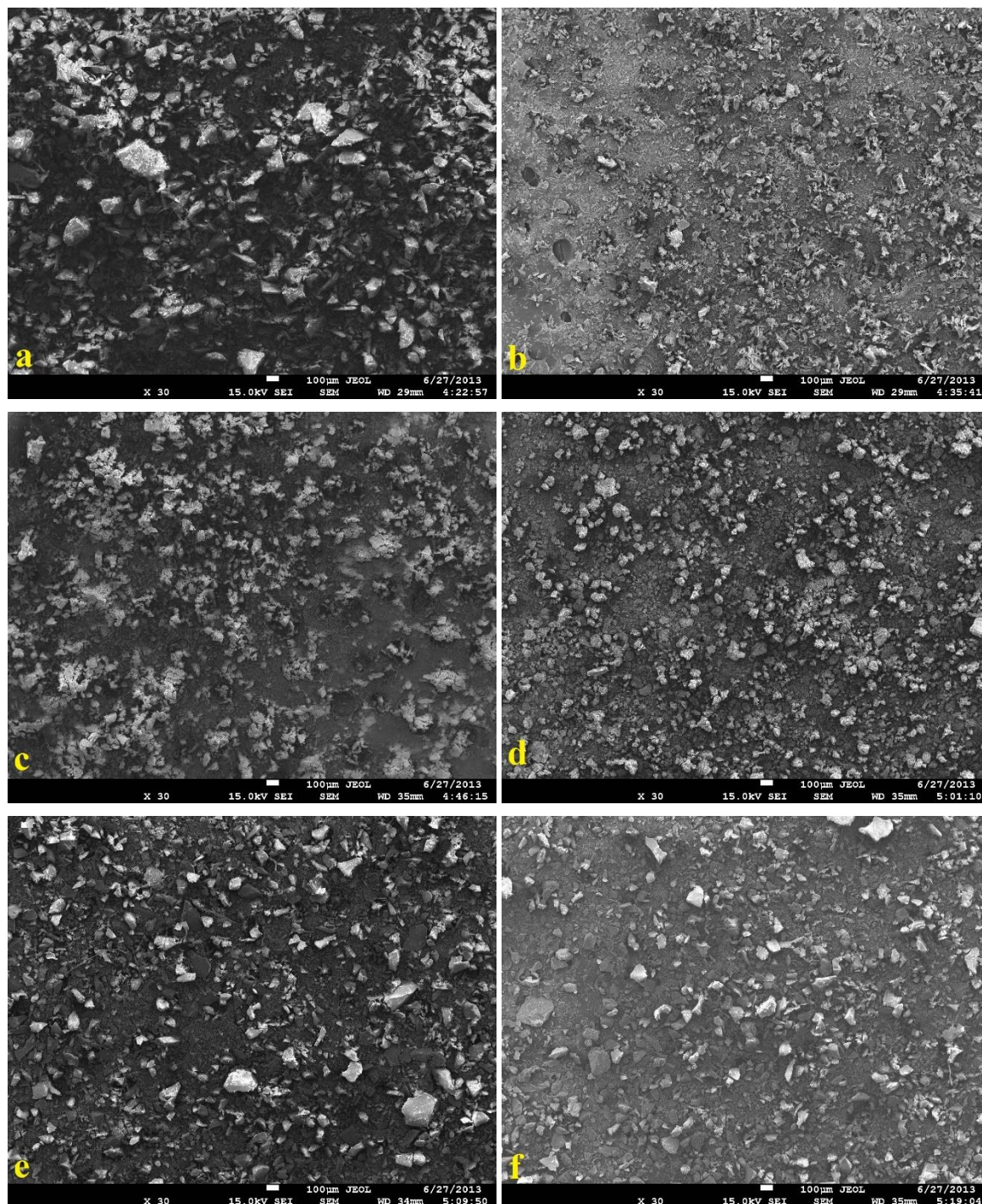


Figura 50 – Micrografias das amostras de (a) óxido de silício, (b) óxido de alumínio, (c) óxido de ferro, (d) óxido de sódio, (e) Nano-1 e (f) Nano-2.

Pela análise das micrografias, pode-se observar que a amostra de óxido de silício apresentou nitidamente maior tamanho de partículas se comparado às demais amostras. Estas maiores dimensões podem ser explicadas pela alta temperatura de calcinação da resina de silício, que provocou a junção de

grãos vizinhos. A amostra de óxido de silício também apresentou uma morfologia peculiar, na qual suas partículas possuem formatos irregulares.

As partículas da amostra de óxido de alumínio apresentou formatos não definidos, assemelhando-se com tiras de tamanho variáveis.

A amostra de óxido de ferro resultou em uma morfologia com aglomerações de grãos, que se observados com uma ampliação de 9000 vezes, pode-se identificar que existem tamanhos diferentes de partículas. O óxido de ferro obteve os menores grãos dentre os quatro óxidos sintetizados.

O óxido de sódio também apresentou partículas aglomeradas umas sobre as outras. Os partículas da amostra de óxido de sódio mostraram-se com um formato de grão mais arredondado em relação aos outros óxidos.

A amostra de argila Nano-1, por se tratar da mistura dos quatro óxidos produzidos, obteve tamanho e formato de partículas variados. Já amostra Nano-2, formada pela mistura das resinas poliméricas, obteve partículas de aproximadamente mesmo tamanho, porém com formatos não tão arredondados.

Para se determinar o tamanho das partículas dos óxidos, foram coletadas micrografias ampliadas de três regiões diferentes de cada amostra, colhendo-se as dimensões das partículas que tinham aproximadamente a mesma média de tamanho.

As dimensões médias das partículas de óxido de silício identificadas pela microscopia foram: X: 211,362 μm , Y: 247,159 μm e D: 325,211 μm , conforme mostrado na Figura 51. Desta forma, verifica-se as partículas de óxido de silício não alcançaram a escala nanométrica, em que ao menos uma de suas dimensões deveria ser inferior a 100 nm (0,1 μm).

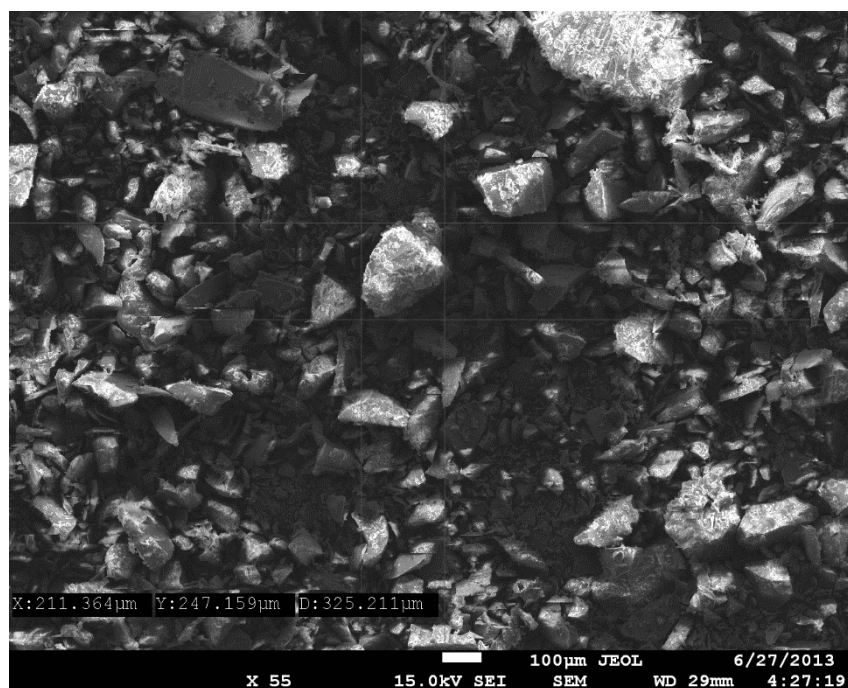


Figura 51 – Dimensões da partícula de óxido de silício.

As partículas de óxido de alumínio obtiveram as seguintes dimensões médias: X: 47,727 μm , Y: 56,250 μm e D: 73,770 μm , como pode ser visto na Figura 52. Tais partículas também não alcançaram a escala nanométrica.

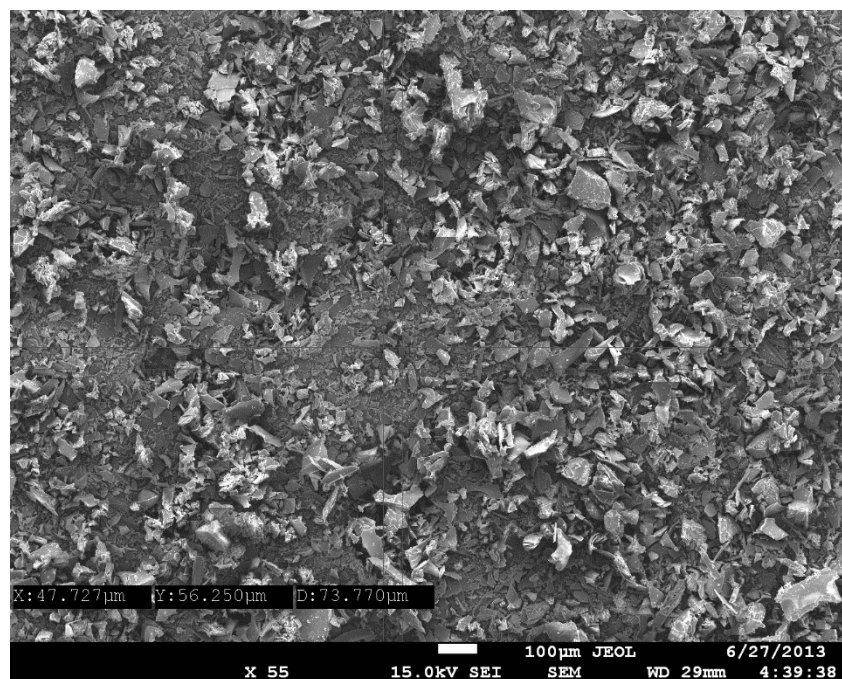


Figura 52 – Dimensões da partícula de óxido de alumínio.

A Figura 53 mostra que as dimensões médias das partículas do óxido de ferro foram: X: 0,177 μm , Y: 0,176 μm e D: 0,243 μm . Desta forma, verifica-se que o óxido de ferro aproximou-se bastante da escala nanométrica esperada.

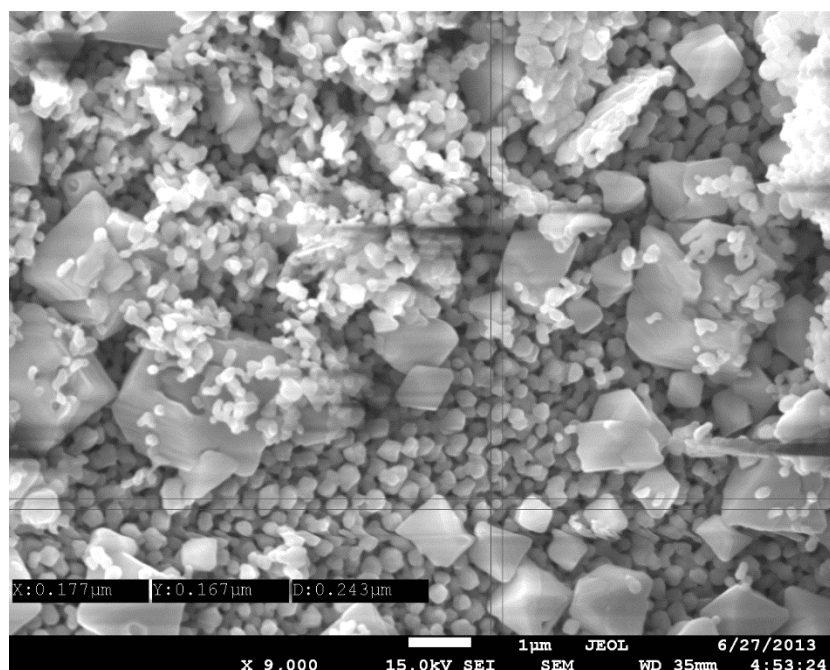


Figura 53 – Dimensões da partícula de óxido de ferro.

As dimensões médias das partículas de óxido de sódio, de acordo com a micrografia apresentada na Figura 54, foram: X: 12,846 μm , Y: 11,503 μm e D: 17,244 μm . O óxido de sódio também obteve boas dimensões, as quais ficaram muito próximas a escala nanométrica.

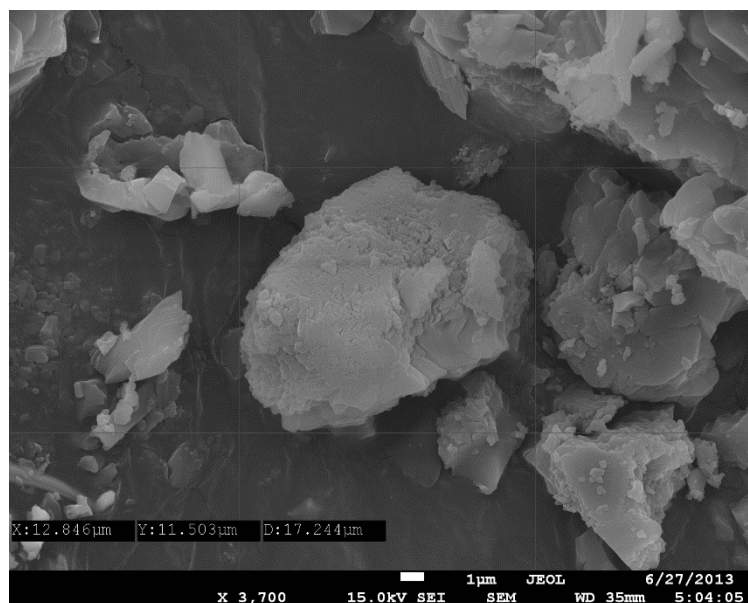


Figura 54 – Dimensões da partícula de óxido de sódio.

A amostra de argila Nano-1, como citado anteriormente, obteve partículas com múltiplos formatos e tamanho diferentes, já que foi produzida a partir da mistura dos óxidos sintetizados. Sendo assim, as dimensões das partículas da amostra nano-1 variam de 0,176 μm (referente ao óxido de ferro) a 325,211 μm (referente ao óxido de silício). Já a amostra Nano-2, sintetizada a partir da mistura das resinas, apresentou dimensões bem próximas à escala nanométrica. As dimensões médias das partículas da amostra Nano-2 foram: X: 0,221 μm , Y: 0,275 μm e D: 0,352 μm . A Figura 55 mostra as micrografias ampliadas das duas amostras de bentonita sintetizadas no projeto.

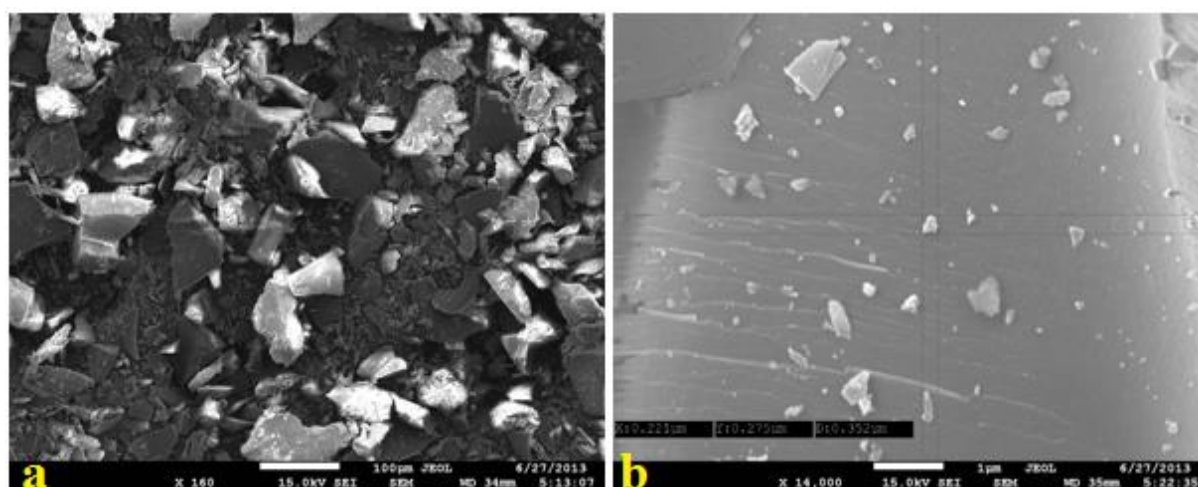


Figura 55 – Amostras (a) Nano-1 e (b) Nano-2.

4.4 ENSAIO REOLÓGICO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os resultados das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração produzidos estão apresentados na Tabela 11. Para efeito de comparação com as lamas formuladas no projeto, esta tabela apresenta os valores limites das propriedades reológicas estabelecidos pela Petrobras e a faixa de valores consideradas para um fluido padrão. Para a realização da análise reológica dos fluidos formulados neste projeto, foram adotados os valores tomados como padrão apresentados no estudo realizado por Farias et al. (2009), já que se trata de uma faixa de valores especificada para fluidos de perfuração poliméricos. Os resultados das propriedades reológicas que se enquadraram na faixa de valores especificada para o fluido padrão estão destacados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultados dos ensaios reológicos.

Tipo de Fluido	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	FG (lbf/100ft²)	VF (mL)
Petrobras	> 15	> 4	-	-	< 18
Padrão	44,5 a 60	23,5 a 35	39 a 48	2 a 3,5	6 a 7,2
A	43,5	<u>26</u>	35	1	13
B	40,5	<u>25</u>	31	1	13,5
C	<u>46,5</u>	<u>24</u>	<u>45</u>	<u>2</u>	9
D	36	21	30	0,5	15

Pela análise da Tabela 11, observa-se que os quatro tipos de fluidos apresentaram resultados satisfatórios em relação aos valores definidos pela Petrobras. Já em relação ao fluido de perfuração padrão, os fluidos de perfuração dos tipos A, B e D apresentaram, em pelo menos duas de suas propriedades, resultados inferiores à faixa de valores especificada. O fluido do tipo C apresentou todas as propriedades, exceto o volume de filtrado (VF), dentro das faixas especificadas para um fluido padrão.

O fluido do tipo C apresentou os resultados mais satisfatórios. As propriedades viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG) mostraram-se dentro da faixa especificada. O fluido de perfuração do tipo A apresentou suas propriedades reológicas com valores próximos ao ideal. Já o fluido do tipo B obteve resultados um pouco mais distantes do ideal. O fluido do tipo D, formulado sem a presença de argila, foi o que apresentou resultados abaixo do especificado para todas as propriedades. Observa-se também que os valores de força gel (FG) para os fluidos dos tipos A, B e D ficaram abaixo da faixa especificada pelo fluido padrão.

Os fluidos de perfuração mais viscosos são, em ordem crescente, os fluidos D, B, A e C. O fluido de perfuração do tipo C apresentou os valores mais altos de viscosidade devido ao bom resultado da ativação da bentonita, já que o sódio tem a função de expandir o argilomineral, elevando a viscosidade do fluido.

O fluido de perfuração do tipo A, formulado com partículas de argila bentonítica sintetizadas a partir da mistura dos óxidos produzidos, deveria apresentar melhores valores de viscosidade, pois as partículas do argilomineral, que são responsáveis pela elevação da viscosidade, deveriam estar em escala nanométrica, possuindo maior área superficial. Porém, devido ao óxidos terem apresentado partículas em escala não nanométrica, o fluido de perfuração do tipo A não apresentou o resultado esperado de maior viscosidade, já que o argilomineral não obteve de forma eficaz maior superfície de contato. Cabe ressaltar que mais de 70% do argilomineral é composto pelo óxido de sódio, justamente o constituinte que apresentou os maiores tamanhos de partícula.

A lama do tipo B, formulada com partículas de argila bentonítica sintetizada pela mistura das resinas poliméricas, apresentou resultados das propriedades reológicas mais baixos do que o fluido do tipo A, porém mais elevados do que o fluido do tipo D. Como a composição da amostra Nano-2 mostrou-se bastante divergente da composição da argila adotada como referência (argila de Fort Benton), o fluido do tipo B obteve valores de propriedades reológicas não tão satisfatórios, apesar das dimensões de suas partículas estarem mais próximas da escala nanométrica.

Já o fluido de perfuração do tipo D, formulado somente com os aditivos industriais, apresentou os menores valores das propriedades reológicas devido à ausência da argila bentonítica, responsável pela elevação da viscosidade do fluido.

A análise dos resultados permite notar que quanto mais viscoso é fluido, maior é valor do limite de escoamento (LE). Dos quatro fluidos produzidos, somente a lama do tipo C ficou dentro da faixa estabelecida por Farias et al. (2009).

Os volumes de filtrado dos quatro fluidos de perfuração se apresentaram coerentes em relação ao valor especificado pela Petrobras, porém acima da faixa estabelecida por Farias et al. (2009), devido a menor quantidade do aditivo selante utilizada na formulação das lamas. O aditivo selante é responsável por reduzir as perdas de filtrado nas lamas. Como houve a necessidade de reduzir a quantidade mínima do aditivo SM SEAL de 15 para 8 g em cada fluido, o volume de filtrado (VF) dos quatro fluidos formulados no projeto tiveram valores mais altos do que o especificado.

Pela análise dos resultados do volume de filtrado (VF) pôde-se perceber que tal propriedade está diretamente relacionada com a viscosidade do fluido. Quanto mais viscoso foi o fluido, menor a quantidade de filtrado que passou pelo papel filtro da prensa durante o ensaio. Sendo assim, os fluidos com maiores viscosidades obtiveram os menores valores de filtrado. Os fluidos de perfuração que apresentaram os menores valores de volume de filtrado (VF) são, em ordem decrescente, os fluidos C, A, B e D.

4.4.1 Curvas de Fluxo

As curvas de fluxo dos fluidos de perfuração deste projeto bem como os parâmetros destas curvas foram definidos por meio da aplicação do modelo de potência utilizando-se o programa Microsoft Excel. Desta forma, puderam ser determinadas, além das curvas de fluxo, o índice de consistência (K) e o índice de comportamento de fluxo (n) de cada tipo de fluido, conforme a Equação (11), a qual representa o modelo de Ostwald de Waale (Lei de Potência).

As curvas de fluxo dos quatro fluidos de perfuração produzidos no projeto, descritas pelas Lei de Potência, estão apresentadas na Figura 56. As curvas dos fluidos dos tipos A, B, C, e D estão representadas pelas cores vermelha, verde, amarela e azul, respectivamente. Com a intenção de verificar se os fluidos produzidos no projeto se enquadraram na faixa de valores consideradas para um fluido padrão, de acordo com Farias et al. (2009), foram plotadas as curvas com os valores máximos e mínimos desta faixa, as quais estão representadas na Figura 56 por meio de linhas tracejadas.

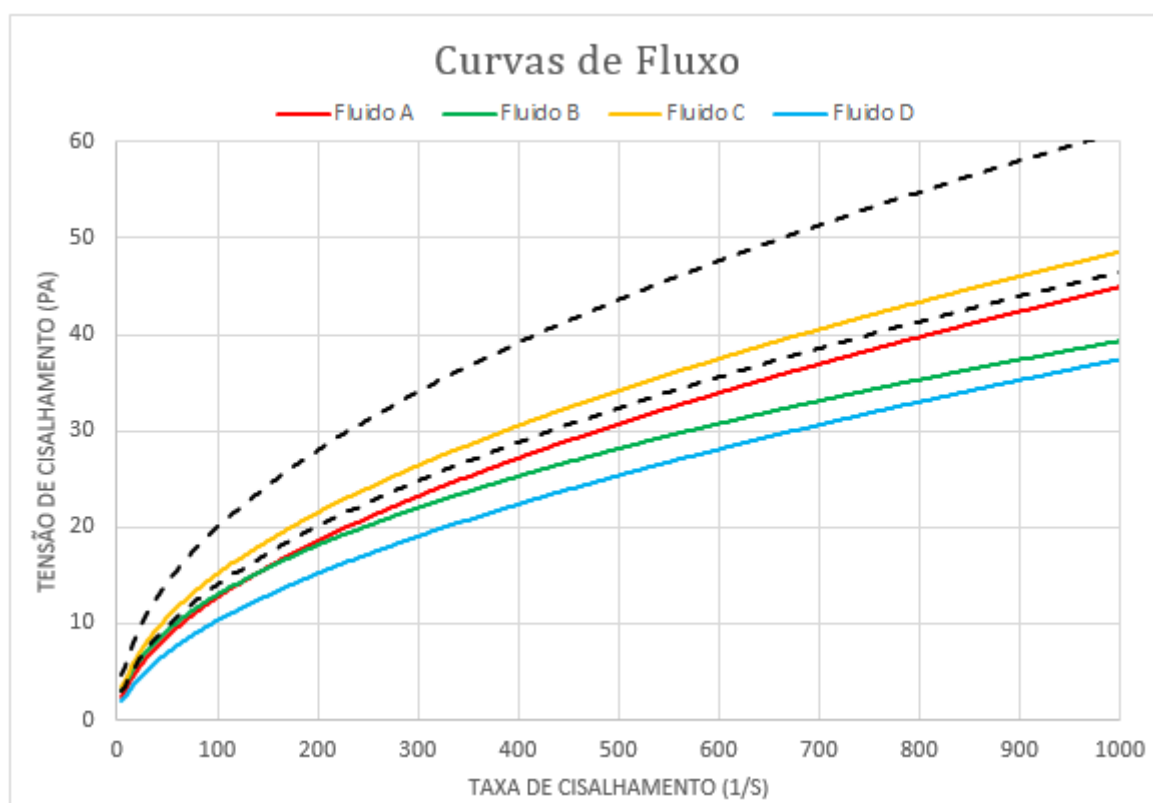


Figura 56 – Curvas de fluxo para os quatro tipos de fluidos produzidos.

Pela análise das curvas de fluxo dos fluidos de perfuração, observa-se que apenas o fluido do tipo C se encontra entre as linhas tracejadas, ou seja, na área destinada ao fluido padrão. O fluido do tipo A, formulado com a argila sintetizada a partir da mistura dos óxidos, apresentou uma curva de fluxo bem próxima da faixa mínima tida como ideal. Já os fluidos do tipo, B e D estão mais distantes da área marcada como fluido padrão. Os maiores valores da tensão de cisalhamento, em ordem decrescente, são dos fluidos D, B, A e C. As curvas de fluxos dos quatro tipos de lamas permitem identificar que os

fluidos de perfuração produzidos no projeto apresentam um comportamento pseudoplástico com limite de escoamento. Uma das principais razões do efeito da pseudoplasticidade é a formação de aglomerados no fluido de perfuração, resultantes da força de atração entre as partículas do fluido.

Os parâmetros das curvas de fluxo dos fluidos de perfuração foram determinados através da equação da curva de fluxo, que representa a Lei de Potência. Para validar o modelo matemático proposto no projeto, também foi determinado o coeficiente de determinação (R^2) dos quatro tipos de fluidos produzidos. Quanto mais próximo do valor um, melhor é a correlação dos dados obtidos com o modelo matemático utilizado.

A equação da curva de fluxo, o índice de comportamento (n), o índice de consistência (K) e o coeficiente de determinação (R^2) de cada tipo de fluido estão apresentados na Tabela 12. Os parâmetros que se apresentaram satisfatórios em relação aos valores estabelecidos pela norma N-2604 da Petrobras estão destacados na tabela pela cor azul e os valores insatisfatórios estão indicados na cor vermelha.

Tabela 12 – Parâmetros dos Fluidos de Perfuração.

Fluido de Perfuração	Equação	R^2	n	K
A	$y = 1,409x^{0,482}$	0,9795	0,482	1,409
B	$y = 1,0133x^{0,5489}$	0,9868	0,5489	1,0133
C	$y = 1,4643x^{0,5069}$	0,9695	0,5069	1,4643
D	$y = 0,7759x^{0,5611}$	0,9803	0,5611	0,7759
Valores Petrobras	-	-	< 0,6	> 0,8

Pela análise da Tabela 12, primeiramente pode-se verificar que o coeficiente de correlação dos quatro fluidos ficaram próximos de um, representando boa correlação dos resultados com o modelo da Lei de Potência proposto.

Da equação da curva de fluxo, pôde-se determinar os valores do índice de comportamento (n) e do índice de consistência (K). Os valores dos índices de comportamento de fluxo (n) das quatro curvas foram menores do que 0,6, estando de acordo com o estabelecido pela norma. Isto significa que os fluidos de perfuração desenvolvidos no projeto se afastam do comportamento newtoniano, como esperado. Quanto aos valores dos índices de consistência (K), que indicam o nível de resistência do fluido ao escoamento (viscosidade), verifica-se que os fluidos dos tipos A, B e C tiveram bons resultados, enquanto o fluido do tipo D obteve um resultado bem próximo do esperado. Pelo fato do fluido do tipo D não apresentar a argila bentonítica em sua composição, este fluido obteve o menor valor de índice de consistência (K), já que a bentonita é responsável por elevar a viscosidade do fluido. Os fluidos que apresentaram maior viscosidade de acordo com a análise da curva de fluxo são, em ordem crescente, os fluidos D, B, A e C, confirmando os resultados obtidos pela análise reológica.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONCLUSÕES FINAIS

Este projeto teve como objetivo formular fluidos de perfuração aditivados com argila bentonítica provenientes de diferentes meios e com os principais aditivos químicos encontrados na indústria, realizando-se ensaios reológicos para cada fluido de perfuração a fim de comparar as propriedades reológicas de cada lama.

Primeiramente, pôde observar que a realização do processo de ativação da bentonita de Boa Vista mostrou-se relativamente eficaz, sendo que o fluido de perfuração contendo a argila bentonítica ativada (fluido do tipo C) obteve os melhores resultados dentre os quatro tipos de fluidos produzidos, comprovando o efeito de elevação da viscosidade apresentado na literatura.

Quanto a síntese dos óxidos, verificou-se através da análise de microscopia eletrônica de varredura que os grãos dos óxidos de ferro e de silício apresentaram dimensões bem próximas da escala nanométrica, porém o óxido de silício obteve dimensões de partícula que afastaram-se bastante da escala nanométrica, mesmo tendo passado pelo processo de coação. A adoção de uma temperatura mais baixa durante o processo de calcinação da resina de silício pode ser uma alternativa para diminuir o tamanho de suas partículas, pois o processo de calcinação em temperaturas não tão elevadas evitará a junção de grãos próximos uns aos outros (Falla, 2004). Consequentemente, a uma temperatura de calcinação mais baixa, a morfologia das partículas não sofrerá grandes alterações, o que provocará a produção de grãos com formatos mais uniformes.

A amostra de argila Nano-1, formulada a partir da mistura dos quatro óxidos sintetizados, apresentou resultados de composição relativamente bons se comparados às porcentagens dos constituintes da bentonita adotada como referência (bentonita de Fort Benton). Apesar da análise de fluorescência de raios X não ter informado o óxido de sódio na composição da amostra Nano-1, a presença deste foi constatada pela análise do espectro por dispersão em energia da referente amostra. Desta forma, pode-se considerar que a amostra Nano-1 atingiu o objetivo de representar a argila bentonítica.

Foi possível notar que a amostra de argila Nano-2, sintetizada a partir da mistura das resinas poliméricas, não apresentou resultados desejáveis, já que foi constatado pela análise de fluorescência de raios X grandes diferenças entre as porcentagens da amostra sintetizada experimentalmente e da amostra tida como referência. Os resultados não desejáveis da amostra Nano-2 podem ser explicados pelo fato da adoção dos maiores valores de temperatura para a realização dos processos de pirólise e calcinação. Foi perceptível que a alteração na porcentagem dos constituintes da amostra Nano-2 teve grande influência nos resultados das propriedades reológicas do fluido do tipo B, visto que este apresentou menores valores de viscosidade e de limite de escoamento em relação ao fluido do tipo A. A curva de fluxo do fluido do tipo B também se mostrou um pouco distante da curva de fluxo mínima do fluido padrão.

Em relação às propriedades reológicas, verifica-se que o desempenho diferenciado de cada fluido está associado a ação do componente argiloso, já que os quatro tipos de fluidos contém os mesmos aditivos industriais. Como a amostra de argila Nano-1 apresentou bons resultados na composição de seus constituintes e amostra Nano-2 obteve resultados não satisfatórios, notou-se que fluido de perfuração do tipo A obteve melhores propriedades reológicas do que o fluido do tipo B. Devido ao bom resultado do processo de ativação da argila de Boa Vista, o fluido de perfuração do tipo C obteve os melhores resultados no ensaio reológico, sendo que todas as suas propriedades se enquadraram na faixa de valores estabelecidas para um fluido padrão. O fluido do tipo D, que foi formulado sem o aditivo argiloso apresentou os piores resultados reológicos. Nenhuma das propriedades reológicas deste fluido se enquadrou na faixa de valores definidas para o fluido padrão. Este fato comprova o poder viscosificante da argila bentonítica.

Observou-se, pela análise do volume de filtrado, que o aditivo selante tem grande influência sobre esta propriedade, já que nenhum dos fluidos atingiram valores de filtrado satisfatórios, visto que foi utilizada uma quantidade do aditivo selante aproximadamente 50% menor do que a recomendada.

A análise das curvas de fluxo dos fluidos de perfuração produzidos no projeto permitiu a constatação do comportamento pseudoplástico para os quatro tipos de lamas. Também foi possível verificar através da curva de fluxo a necessidade de uma tensão mínima para que os fluidos comesçassem a escoar. Como esperado, o fluido de perfuração mais viscoso (fluido do tipo C) obteve o maior valor de limite de escoamento, enquanto o fluido menos viscoso (fluido do tipo D) apresentou o menor valor para o limite de escoamento.

Por meio destas considerações, é plausível dizer que o fluido de perfuração produzido com partículas de argila bentonítica a partir da mistura dos óxidos sintetizados e aditivos industriais apresentou os valores das propriedades reológicas muito próximos da faixa mínima estabelecida para um fluido polimérico padrão. Em contrapartida, o fluido de perfuração formulado com a bentonita produzida a partir da mistura das resinas poliméricas além dos aditivos industriais mostrou-se aquém do esperado devido à má composição da argila sintetizada. Com a realização de alguns ajustes na síntese da amostra de bentonita Nano-1 será possível obter dimensões de partículas ainda menores, produzindo um fluido com propriedades reológicas mais otimizadas.

5.2 PROPOSTAS PARA FUTUROS PROJETOS

Com o intuito de aprimorar os resultados obtidos neste projeto, sugere-se a adoção das seguintes medidas para a realização das análises das partículas de bentonita sintetizadas e para que ocorra uma melhoria nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração formulados.

- Executar o processo de tratamento térmico de calcinação dos óxidos a temperaturas mais baixas para verificar como se comporta o tamanho dos grãos das partículas. Como pôde ser visto nos resultados

do projeto, as partículas dos óxidos produzidos se apresentaram aglomeradas. Uma menor temperatura durante o processo de calcinação evitará a expansão demasiada dos contornos de grão.

- Realizar um tratamento de desaglomeração das partículas sintetizadas dispersando-as em água e utilizando-se moinho de bolhas e esferas de zircônio. Após este processo, as partículas obterão um baixo grau de aglomeração.

- Efetuar a caracterização por microscopia eletrônica de transmissão dos óxidos sintetizados com o intuito de obter dimensões mais precisas de seus grãos.

- Formular o fluido de perfuração com a quantidade mínima recomendada do aditivo selante para adequar o volume de filtrado à faixa especificada para um fluido padrão.

- Determinar a espessura de reboco dos fluidos de perfuração, pois durante a perfuração de poços de petróleo, deve-se formar uma membrana de baixa permeabilidade nas paredes do poço.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, **Atlas da Energia Elétrica no Brasil**, 3ª Edição, 2010.
- AGÊNCIA PETROBRAS, **Volume Recuperável do Pré-sal Supera Produção Acumulada nos 58 Anos da Petrobras**, Exploração e Produção, Novembro de 2012.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - API, **Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-based Drilling Fluids**, 5ª Edição, 2011.
- AMORIM, L. V., **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande-PB, 2003.
- AMORIM, L. V., **Teoria das Argilas**, Especialização em Fluidos de Perfuração, 2007.
- AMUI, S., **Reologia**, Divisão de Ensino, Editora DIVEN, 1979.
- ANCEY, C., **Introduction to Fluid Rheology**, Versão 1.0, Laboratoire Hydraulique Environnementale, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2005.
- ASSIS I., **Fluidos de Perfuração I – Introdução aos Fluidos de Perfuração**, 1ª Edição, Universidade Integrada do Brasil - UNTBR, 2011.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL – BEN, **Qual Energia se Usa no Brasil**, Oferta Final de Energia por Fonte, 2012.
- BARBOSA, R., MORAIS, D. D. S., ARAÚJO, E. M., MÉLO, T. J. A., **Caracterizações de Argilas Bentoníticas e Síntese de Argilas Organofílicas para uso em Nanocompósitos Poliméricos - Parte II**, Artigo Científico, 2012.
- BIRD, R.B., ARMSTRONG, R.C., HASSAGER, O., **Dynamics of Polymeric Liquids**, 2ª Edição, Editora John Wiley & Sons, 1987.
- BURKE, C.J., VEIL, J.A., **Synthetic – Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**, Oil & Gas Journal, 1995. Disponível em: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-93/issue-48/in-this-issue/drilling/synthetic-based-drilling-fluids-have-many-environmental-pluses>. Acesso em: 9 de janeiro de 2013.
- CARREÑO, N. L. V., LEITE, E. R., SANTOS, L. P. S., LISBOA FILHO, P. N., LONGO, E., **Síntese, Caracterização e Estudo das propriedades Catalíticas e Magnéticas de Nanopartículas de Ni Dispersas em Matriz Mesoporosa de SiO₂**, Revista Química Nova, Volume 25, 2002.

- CASTRO, R. H. R., **Estudo da Influência de Aditivos na Transformação de Fase Gama-Alfa da Alumina**, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2005.
- COSTA FILHO, A. P., **Preparação e Caracterização de Organobentonita Modificada com Ionenos Alifáticos**, Artigo Técnico Científico, Instituto de Macromoléculas Professora Eloisa Mano, Departamento de Tecnologia Química, Universidade Federal do Maranhão, 2005.
- CUNHA E SILVA, R. M., FILHO, V. F. N., APPOLONI, C. R., **Fluorescência de Raios X por Dispersão em Energia**, Publicação Técnica do Laboratório de Física Nuclear Aplicada, Universidade Estadual de Londrina, 2004.
- DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL, **M-I Drilling Fluids**, Houston, 1998.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL – DNPd, **Sumário Mineral**, Volume 31, 2010.
- FALLA, M. P. H., **Estudo Nanoestrutural de Pós à base de SnO₂ para a Construção de Sensores de Gases Seletivos ao SO₂**, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2004.
- FARIAS, K. V., **Influência de Umectante Aniônico na Reologia e Espessura do Reboco de Fluidos Hidroargilosos**, Dissertação de Mestrado, Universidade federal de Campina Grande, Campina Grande-PB, 2005.
- GRAY, G. R., DARLEY, H. C. H., **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**, 6ª Edição, Estados Unidos da América, Editora Butterworth-Heinemann, 1988.
- GRIM, R.E., NÜVEN, N., **Bentonites: Geology, Mineralogy, Properties and Uses**, Amsterdã, Holanda, Editora Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
- GUIMARÃES, A., **A Composição de Fluidos de Perfuração**, 2012. Disponível em: <http://www.universodopetroleo.com.br/>. Acesso em: 9 de janeiro de 2013.
- GUIMARÃES, I. B., ROSSI, L. F. S., **Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta**, Artigo Científico publicado no XVII Congresso Brasileiro de Engenharia Química, Recife-PE, 2008.
- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY – IEA, **Share of Total Primary Energy Supply in 2009**, Statistics by Country, 2012.
- LANFREDI, S., GROSSO, R.L., ANTUNES A. C., ANTUNES S. R. M., **Comportamento Elétrico a Alta Temperatura de Termistor Cerâmico Alfa-Fe₂O₃ com Coeficiente de Temperatura Negativo**, Artigo Científico, 2008.
- LIVI, C. P., **Fundamentos de Fenômenos de Transporte – Um Texto para Cursos Básicos**, Editora LTC, Rio de Janeiro-RJ, 2004.

- LUMMUS, J.L. AZAR, J.J., **Drilling Fluids Optimization a Practical Field Approach**, Tulsa, Editora PennWell Publishing Company 1986.
- MACHADO, J. C. V., **Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na Indústria de Petróleo**, 1ª Edição, Editora Interciência, 2002.
- MALISKA, A. M., **Microscopia Eletrônica de Varredura**, Trabalho Científico, Universidade federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC, 2005.
- MEDEIROS, A. M. L., **Síntese e Caracterização de Nanopartículas de Cr₂O₃ através do Método Sol-gel Protéico**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza- CE, 2007.
- MEL, O K.C., **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2008.
- NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, **Nanofluids for Use as Ultra-Deep Drilling Fluids**, U.S. Department of Energy, 2007.
- NECKEL, I. T., **Crescimento e Morfologia de Ligas de Co_xFe_{100-x} Eletrodepositadas sobre Si(111) Tipo-n**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, 2009.
- NEUMANN, R., ALCOVER NETO, A., ARANHA, I. B., OLIVEIRA, C. H., LUZ, A. B., **Caracterização Mineralógica de Bentonitas Brasileiras**, Centro de Tecnologia Mineral, Rio de Janeiro-RJ, 2002.
- PETROBRAS, **Viscosificante para Fluidos Base Água na Exploração e Produção de Petróleo**, N-2604, 1998.
- PETROBRAS, **Ensaio de Viscosificante para Fluidos Base Água na Exploração e Produção de Petróleo**, N-2605, 1998.
- PINTO, G. H. V. P., **Cinemática de Partículas em Fluidos de Viscosidade Variável com o Tempo e sua Aplicação na Construção de Poços de Petróleo: Avaliação durante Paradas Operacionais**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- SILVA, M. V. C., **Caracterização Reológica da Argila Bentonítica derivada de Intemperismo de Basaltos – Formação Mosquito, Bacia do Parnaíba, sul do Maranhão**, Relatório Técnico-Científico, Universidade Federal do Paraná, 2012.
- SOUZA SANTOS, P., **Estudo Tecnológico de Argilas Montmoriloníticas do Distrito de Boa Vista, Município de Campina Grande, Paraíba**, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 1976.
- THOMAS, J. E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2ª Edição, Rio de Janeiro, Brasil, Editora Interciência, 2001.

ANEXOS

	Pág.
ANEXO I	Leituras dos Ensaios Reológicos
ANEXO II	Leitura das provetas para a Determinação do Volume de Filtrado

ANEXO I - Leituras dos Ensaios Reológicos

Os resultados das leituras dos ensaios reológicos dos quatro tipos de fluidos de perfuração desenvolvidos no projeto estão listados nas Tabelas (13) a (14).

Tabela 13 – Leituras do ensaio reológico para a determinação da viscosidade plástica, viscosidade aparente e limite de escoamento dos fluidos de perfuração.

Fluido Tipo A		Fluido Tipo B	
Velocidade (rpm)	Leitura (°)	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
600	87	600	81
300	61	300	56
200	50	200	45
100	32	100	30
6	9	6	11
3	4	3	5
Fluido Tipo C		Fluido Tipo D	
Velocidade (rpm)	Leitura (°)	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
600	93	600	72
300	69	300	51
200	57	200	42
100	36	100	25
6	13	6	7,5
3	5	3	3

Tabela 14 – Leituras do ensaio reológico para a determinação da força gel dos fluidos de perfuração.

Fluido Tipo A		
	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
Força gel inicial	3	27
Força gel final	3	28
Fluido Tipo B		
	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
Força gel inicial	3	25
Força gel final	3	26
Fluido Tipo C		
	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
Força gel inicial	3	30
Força gel final	3	32
Fluido Tipo D		
	Velocidade (rpm)	Leitura (°)
Força gel inicial	3	29,5
Força gel final	3	30

ANEXO II - Leitura das provetas para a Determinação do Volume de Filtrado

Os volumes de filtrado dos quatro tipos de fluidos de perfuração desenvolvidos no projeto foram coletados pela leitura das provetas após o ensaio no filtro prensa, como mostrado na Figura 57.



Figura 57 - Volume de filtrado para as lamas dos tipos A, B, C e D, respectivamente da esquerda para a direita.